

# Fotovoltaica

Progettazione di impianti autonomi  
e impianti allacciati alla rete

Promotrice

SOFAS Associazione svizzera di specialisti per l'energia solare

Autori

- Lukas Herzog, ing. mecc. dipl. ETH/SIA  
Alteno SA, Basilea
- Urs Muntwyler, ing. el. STS  
Ufficio d'ingegneria Muntwyler,  
Zollikofen
- Mathias Zehnder, ing. el. STS  
Ufficio d'ingegneria Muntwyler,  
Zollikofen

Redazione

Alteno SA, Basilea

ISBN 3-905232-40-5

Edizione originale: ISBN 3-905232-12-X

Copyright © Ufficio federale dei problemi congiunturali,  
3003 Berna, settembre 1992

La riproduzione parziale è autorizzata purché si menzioni la fonte.

Il testo può essere ordinato presso l'Ufficio centrale federale degli stampati e del materiale (UCFSM), 3003 Berna (n. di ordin. 724.243 i)

Form. 724.243 i 11.94 500 U11769

---

## Prefazione

Il programma d'azione «Edilizia e energia» si svolge sull'arco di sei anni (1990-1995) e si articola in tre programmi d'impulso (PI):

- PI EDIL - conservazione e rinnovamento
- RAVEL - utilizzo razionale dell'energia
- PACER - energie rinnovabili.

I programmi d'impulso — attuati in stretta collaborazione dagli ambienti economici, gli istituti di formazione e la Confederazione — vogliono contribuire alla crescita economica qualitativa. L'obiettivo di un minore consumo di materie prime ed energia e di un minore impatto ambientale esige un maggiore impegno di capitale intellettuale e di capacità.

Le attività previste nell'ambito del PI PACER mirano a promuovere il migliore sfruttamento delle energie rinnovabili. Malgrado l'enorme potenziale disponibile, a prescindere dalla forza idrica, il contributo di queste energie è rimasto sin qui oltremodo contenuto. Il PI PACER vuole pertanto

- promuoverne l'adozione con il miglior rapporto tra costi e benefici,
- fornire a ingegneri, architetti e installatori le necessarie conoscenze,
- introdurre un'altra ottica economica imperniata sull'internalizzazione dei costi esterni (impatto ambientale ecc.), e
- informare e formare le autorità e le committenze.

Corsi, convegni, pubblicazioni, audiovisivi ecc.

Gli obiettivi del PI PACER verranno realizzati per il tramite dell'informazione, della formazione e dell'aggiornamento. La trasmissione delle conoscenze sarà orientata secondo le esigenze della pratica e verrà incentrata essenzialmente su pubblicazioni, corsi, convegni tematici ecc. Il pubblico mirato si compone di ingegneri, architetti, installatori e operatori attivi in singoli settori specialistici nel campo delle energie rinnovabili.

Altro importante elemento del programma è la diffusione di informazioni generali, con cui si vogliono trasmettere nuovi impulsi a committenti, architetti, ingegneri e rappresentanti delle autorità. Le persone interessate possono orientarsi in merito al ventaglio delle proposte formative offerte ai vari gruppi professionali leggendo la rivista IMPULSO, pubblicata due a tre volte l'anno e ottenibile gratuitamente in abbonamento (nelle versioni italiana, francese o tedesca) presso l'Ufficio federale dei problemi congiunturali, 3003 Berna. A ogni partecipante a un corso o convegno temati-

co sarà inoltre consegnata una documentazione, consistente in testi specialistici elaborati per l'occasione. Tutte le pubblicazioni sono ottenibili indipendentemente dalla frequentazione dei corsi, ordinandole direttamente all'Ufficio centrale federale degli stampati e del materiale (UCFSM), 3003 Berna.

### Organizzazione e competenze

Per realizzare un programma di formazione tanto ambizioso si è scelta un'impostazione che, oltre ad assicurare una meticolosa elaborazione da parte di specialiste e specialisti, considerasse le interdipendenze tra i settori e garantisse l'appoggio da parte delle associazioni professionali e di categoria come pure da parte delle scuole tecniche e politecniche. Una commissione, composta di rappresentanti delle associazioni, scuole e organizzazioni interessate, stabilisce il programma e assicura il coordinamento con le ulteriori attività di promozione delle energie rinnovabili. Le organizzazioni di categoria si sobbarcano l'attuazione dei momenti formativi e informativi. Responsabile dei lavori preparatori è il gruppo operativo con il dott. Jean-Bernard Gay, il dott. Charles Filleux, Jean Graf, Gaby Roost, il dott. Arthur Wellinger, Irene Wuillemin dell'UFPC assistito da Eric Mosimann dell'UFPC. L'elaborazione specialistica è affidata a gruppi di lavoro, con un incarico da svolgere entro limiti di tempo e di costo predeterminati.

### Documentazione

La presente documentazione completa il volume «Photovoltaik: Strom aus Sonnenlicht für Inselanlagen und Verbundnetz» di Heinrich Häberlin [1], utilizzato come libro di testo nei corsi tenuti nell'area di lingua tedesca. Il suo scopo è di familiarizzare le corsiste e i corsisti con la pratica, e di facilitare loro il compito della progettazione. Inoltre vuole essere uno strumento utile per il lavoro anche fuori corso.

Soprattutto nel caso degli impianti fotovoltaici autonomi, il dimensionamento e la scelta dei componenti assumono un'importanza cruciale: da loro dipende infatti il corretto funzionamento dell'intero impianto. La progettazione di un impianto allacciato alla rete risulta un po' meno critica, dato che la rete funge da «accumulatore di grandezza infinita». I dati assai divergenti sulle rese di impianti dello stesso tipo mostrano tuttavia che anche nel campo dei sistemi con allacciamento alla rete siamo lungi dall'aver risolto tutti i problemi.

Il corso sulla teoria e la pratica della progettazione fotovoltaica vuole colmare le lacune conoscitive e trasmettere nuovi impulsi. Esso offre un concentrato delle esperienze pluriennali che gli autori della presente documentazione hanno potuto acquisire nell'ambito dei corsi per addetti ai lavori organizzati dalla SOFAS, l'Associazione svizzera di specialisti dell'energia solare. L'appoggio concesso dall'Ufficio federale dei problemi congiunturali (UFPC) ha permesso di rielaborare i materiali esistenti, aggiornandoli e ampliandoli.

La fotovoltaica è una nuova tecnica il cui spettro di applicazioni si sta ora solo delineando. La documentazione sarà d'aiuto a progettisti e utenza per creare impianti davvero ottimali.

La presente documentazione ha subito una meticolosa rielaborazione dopo essere stata sottoposta in consultazione e essere stata provata in un

corso-pilota. Agli autori si è comunque lasciata piena libertà nel valutare, ed eventualmente considerare nella stesura definitiva, i vari punti di vista espressi su determinate questioni, dato che loro è la responsabilità per i testi. La lacune che dovessero manifestarsi nell'applicazione pratica di quanto esposto potranno essere corrette in occasione di un'eventuale prossima edizione. L'Ufficio federale dei problemi congiunturali, i redattori responsabili (v. p. 2) e gli animatori dei corsi vi sono sin d'ora riconoscenti per le vostre segnalazioni.

Esprimiamo i nostri più sentiti ringraziamenti a tutte le persone che hanno contribuito alla riuscita di questa pubblicazione.

Prof. Dott. B. Hotz-Hart  
Vicedirettore dell'Ufficio federale  
dei problemi congiunturali

# Indice

---

<b>1.</b>	<b>Dimensionamento dei campi fotovoltaici</b>	<b>7</b>
1.1	Irraggiamento globale sul piano del modulo	8
1.2	Moduli fotovoltaici (panoramica del mercato)	11
1.3	Montaggio di moduli fotovoltaici	13

---

<b>2.</b>	<b>Impianti autonomi</b>	<b>21</b>
2.1	Panoramica dei sistemi	23
2.2	Componenti / tipi / impiego	27
2.3	Dimensionamento degli impianti autonomi	38

---

<b>3.</b>	<b>Impianti allacciati alla rete</b>	<b>43</b>
3.1	Impianti monofase (principio / panoramica del mercato)	44
3.2	Impianti trifase (applicazioni / panoramica del mercato)	47
3.3	Resa di corrente degli impianti allacciati alla rete	49

---

<b>4.</b>	<b>Esecuzione</b>	<b>55</b>
4.1	Indicazioni per la progettazione di impianti fotovoltaici	56
4.2	Installazione di impianti fotovoltaici	63
4.3	Costi degli impianti	66
4.4	Considerazioni sull'economicità	68

---

<b>5.</b>	<b>Conclusioni e prospettive</b>	<b>71</b>
	Bibliografia	73
	Indice analitico	74
	Appendice	76

---

<b>Pubblicazioni e video del programma d'impulso PACER</b>	<b>89</b>
--	-----------

---



# 1. Dimensionamento dei campi fotovoltaici

---

1.1	Irraggiamento globale sul piano del modulo	8
1.1.1	Irraggiamento solare: basi	8
1.1.2	Calcolo con Meteonorm: modo di procedere	8
1.1.3	Orientamento dei moduli fotovoltaici	10
1.1.4	Distanza delle file negli impianti su tetti piani	10

---

1.2	Moduli fotovoltaici	11
-----	---------------------	----

---

1.3	Montaggio di moduli fotovoltaici	13
1.3.1	Strutture portanti	13
1.3.2	Sistemi di montaggio correnti	14
1.3.3	Calcolo delle sollecitazioni derivanti dalla neve e dal vento	16

---

# 1. Dimensionamento dei campi fotovoltaici

Per poter stabilire quale sistema fotovoltaico conviene adottare in una data ubicazione, occorre anzitutto calcolare l'irraggiamento incidente, considerando anche l'orientamento, l'ombreggiamento e l'assorbimento risp. la riflessione sulla superficie del modulo.

Una breve panoramica è dedicata ai vari tipi di moduli fotovoltaici.

La complessità del carico gravante sulle strutture portanti viene spesso sottovalutata.

Determinando con accuratezza le forze in gioco, si riduce il pericolo di incidenti negli impianti particolarmente esposti.

## 1.1 Irraggiamento globale sul piano del modulo

### 1.1.1 Irraggiamento solare: basi

Il Sole invia sulla Terra un incredibile flusso di energia. Circa il 30% di quest'energia solare viene riflesso dall'atmosfera terrestre. Il resto viene trasformato nell'aria, nell'acqua e nel suolo in radiazioni termiche. Solo una piccolissima parte delle radiazioni (0,03%) è necessaria per i processi biologici. Pressoché l'intera quantità di energia viene in seguito irradiata nel cosmo. Se la Terra riduce anche solo di poco questo irradiazione di rimando, sulla sua superficie si verifica un aumento della temperatura, e ciò fintanto che non si sia raggiunto un nuovo equilibrio (effetto serra).

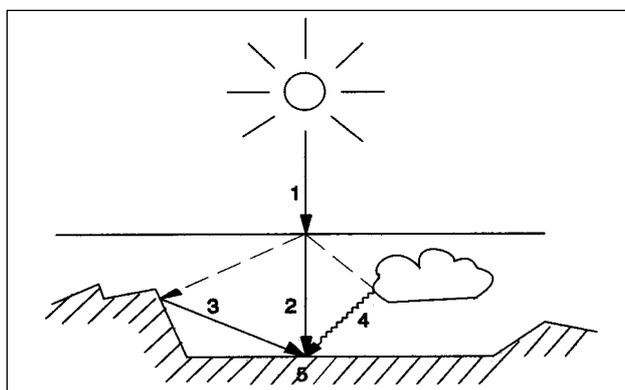


Fig. 1.1 Irraggiamento diffuso / irraggiamento diretto  
 1 radiazioni extraterrestri  
 2 radiazioni dirette  
 3 radiazioni riflesse  
 4 radiazioni celesti  
 5 irraggiamento globale

L'irraggiamento incidente sull'atmosfera terrestre è di  $I_0 = 1367 \text{ W/m}^2$  (costante solare). Sulla superficie della Terra giungono ancora  $1000 \text{ W/m}^2$ , che, nelle aree urbane, si riducono a  $800 \text{ W/m}^2$ . La riflessione dovuta alle nuvole o alle superfici innevate può provocare un aumento fino a  $1500 \text{ W/m}^2$ . La quantità di energia captata in un anno sotto forma di radiazioni (ossia l'irraggiamento globale) varia a dipendenza dell'ubicazione. Ecco alcuni esempi:

Basilea	1140 kWh/m <sup>2</sup>
Zurigo	1155 kWh/m <sup>2</sup>
Coira	1261 kWh/m <sup>2</sup>
Locarno	1360 kWh/m <sup>2</sup>

Sull'Altopiano svizzero, l'irraggiamento globale si compone in parti pressoché uguali di radiazioni diffuse e di radiazioni dirette. I moduli fotovoltaici possono convertire in corrente entrambi i tipi di radiazioni.

La luce può essere concepita come un'onda elettromagnetica oppure come un flusso di particelle. La prima visione è indicata per spiegare i processi ottici che si svolgono sulla superficie delle celle fotovoltaiche; la seconda visione aiuta a spiegare la trasformazione dell'energia all'interno della cella. Le radiazioni a onde corte e ad alta frequenza hanno un'elevata intensità energetica.

### 1.1.2 Calcolo con Meteonorm: modo di procedere

Per calcolare la resa di un impianto, si utilizzano i dati riportati nel manuale Meteonorm [2]. Questo manuale, è un'opera in più volumi pubblicata nelle versioni francese e tedesca dall'Ufficio federale dell'energia. Per il calcolo della resa di un impianto fotovoltaico, si utilizzano le parti intitolate «Données, risp. Daten» e «Calcul de l'apport énergétique des installations photovoltaïques, risp. Entragsrechnung von photovoltaischen Anlagen». Attualmente, è in elaborazione una nuova edizione e si prevede una versione per il PC, su dischetti floppy.

In appendice è riportato un estratto dei dati Me-teonorm per agevolare il calcolo approssimativo dell'irraggiamento.

Irraggiamento globale sul piano orizzontale  
1° passo: v. estratto dati (p. 77-79)

Nell'elenco dei comuni, sono riportati in forma tabellare i dati basilari mensili relativi a ogni capoluogo.

- Irraggiamento globale sul piano orizzontale (kWh/m<sup>2</sup>)
- Temperature mensili medie

Conversione dell'esposizione orizzontale in esposizione con qualsiasi altro orientamento

2° passo: v. estratto dati (p. 80, 82, 84)

Per aumentare la resa, si posano i moduli fotovoltaici con un'inclinazione idonea rispetto al sole. L'irraggiamento massimo si raggiunge laddove i raggi solari incidono perpendicolarmente sul piano dei moduli.

Il fattore di conversione R tiene conto di tutte le differenze d'irraggiamento esistenti tra le superfici orizzontali e quelle inclinate. Per ottenere il valore dell'irraggiamento globale su una superficie inclinata, basta dunque moltiplicare i valori tabellari con il corrispettivo fattore R ( $\beta$  = angolo d'inclinazione,  $\gamma$  = azimut). Nell'estratto dati in appendice, i fattori R sono indicati in tabelle e grafici per le stazioni meteorologiche di Davos, Kloten, Locarno e Ginevra. Una D, K, L o G sta quindi a indicare la stazione meteorologica con i cui fattori R vanno eseguiti i calcoli.

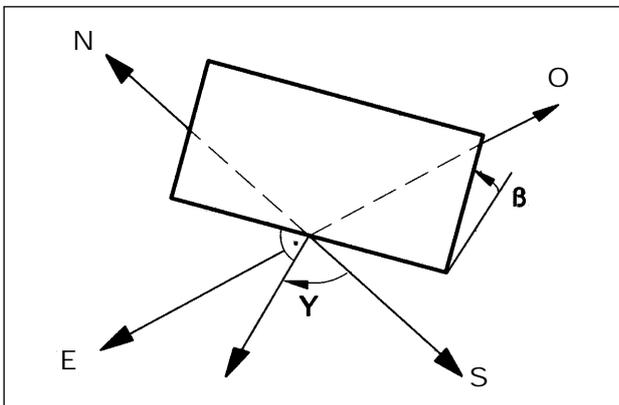


Fig. 1.2 Superficie orientata liberamente nello spazio

I valori R di Kloten rispecchiano un clima molto nebbioso, con un'alta percentuale di luce diffusa. Nella maggior parte dell'Altopiano si registrano condizioni migliori. I risultati offrono pertanto un buon margine di sicurezza.

$$G(\beta, \gamma) = R(\beta, \gamma) * G_H \quad (1.1)$$

Per stimare l'irraggiamento sono sufficienti i risultati derivanti dall'equazione 1.1. Un calcolo meno approssimativo richiede che si considerino anche l'ombreggiamento e l'assorbimento risp. la riflessione.

Ombreggiamento

3° passo: Heliochron

Un altro importante fattore che determina la resa è l'ombreggiamento parziale o totale del generatore fotovoltaico. Un semplice strumento ausiliario per stabilire l'ombreggiamento del sito è l'heliochron secondo Mützenberg [12]. In un diagramma delle orbite solari, tipico per un sito svizzero (v. appendice), si iscrive la linea dell'orizzonte. Se una parte dell'orbita solare finisce per situarsi al disotto dell'orizzonte, il sito sarà ombreggiato. Due diagrammi aggiuntivi consentono di stabilire il fattore di ombreggiamento b mensile in percento. La differenza tra 1 e il fattore di ombreggiamento b (1-b) rappresenta la parte di irraggiamento globale a disposizione per la produzione di corrente.

$$G_B(\beta, \gamma) = (1-b) * G(\beta, \gamma) \quad (1.2)$$

L'equazione 1.2 permette di calcolare l'irraggiamento globale sul piano del modulo, tenendo conto dell'ombreggiamento.  $G_B(\beta, \gamma)$  indica l'irraggiamento globale disponibile nel sito considerato.

Comportamento di assorbimento/riflessione  
4° passo: v. estratto dati (p. 81, 83, 85)

L'assorbimento e la riflessione che si verificano sulla copertura di vetro dei collettori solari per l'acqua calda sono molto simili alle condizioni che si verificano sui moduli fotovoltaici. Il fattore a indica quale percentuale dell'irraggiamento penetra attraverso il vetro.

Quanto maggiore è l'angolo di incidenza ( $>60^\circ$ ), tanto maggiore è la riflessione e tanto minore l'irraggiamento incidente sulla cella fotovoltaica dietro la copertura di vetro. I valori mensili di  $a$  sono riportati nelle tabelle per le stazioni di Klotten, Davos e Locarno.

$$G_{AB}(\beta, \gamma) = a * G_B(\beta, \gamma) \quad (1.3)$$

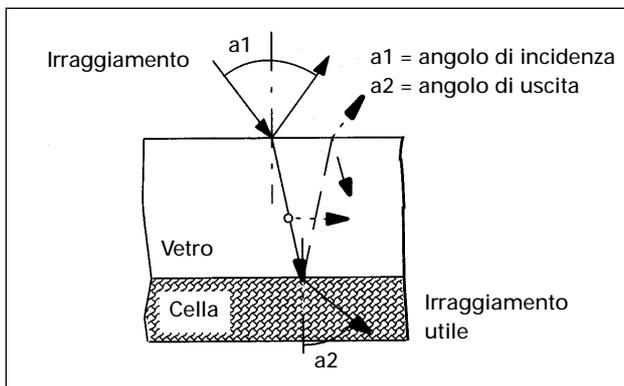


Fig. 1.3 Modalità della riflessione

La figura 1.3 mostra un raggio di luce che penetra attraverso la copertura di vetro. Nella cella fotovoltaica, la luce si trasformerà in corrente, che verrà fatta uscire sul lato posteriore. Le formule 1.1 a 1.3 consentono di calcolare l'irraggiamento globale mensile realmente a disposizione della cella fotovoltaica per produrre corrente.

### 1.1.3 Orientamento dei moduli fotovoltaici

Il margine di manovra dato per l'orientamento dei moduli è assai ampio. Un orientamento tra i  $30^\circ$  ovest e i  $30^\circ$  est, e un'inclinazione tra i  $15^\circ$  e, i  $50^\circ$  sono praticabili senza perdite di rilievo. L'orientamento effettivo sarà dettato dal periodo dell'anno in cui si auspica una resa energetica ottimale.

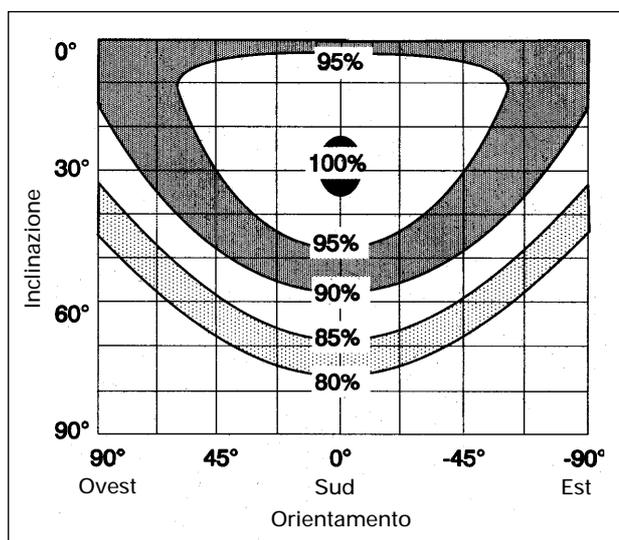


Fig. 1.4 Orientamento e angolo d'inclinazione

### 1.1.4 Distanza delle file negli impianti su tetti piani

Sui tetti piani, i moduli vengono disposti per file successive. E affinché la fila antistante non ombreggi la fila successiva, è indispensabile distanziarle sufficientemente. Stando alla figura 1.5, quale regola empirica per la distanza tra le file vale:

$$\text{distanza} = 3 * \text{altezza} \\ (\text{calcolata dal filo superiore} \\ \text{al filo inferiore dei pannelli})$$

Con ciò, la superficie di un tetto piano viene sfruttata solo in ragione del 30%. Su  $100 \text{ m}^2$  di superficie si possono pertanto posare circa  $30$  a  $40 \text{ m}^2$  di moduli.

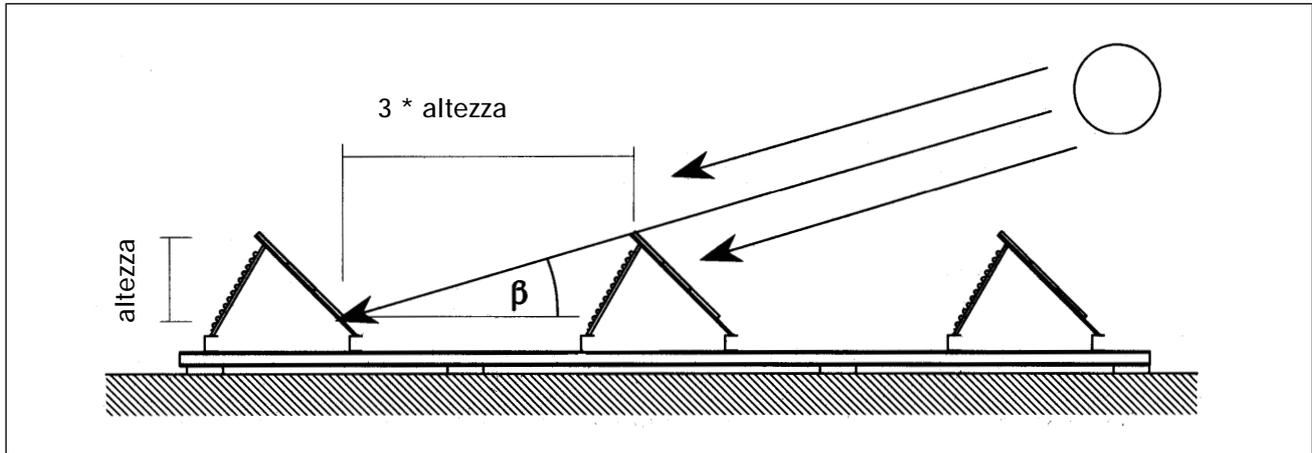


Fig. 1.5 Distanza tra le file

## 1.2 Moduli fotovoltaici

Tutte le celle fotovoltaiche correntemente in uso sono a base di silicio. I dati importanti dei moduli sono: la potenza nominale, la caratteristica della corrente e della tensione, il rendimento  $\eta$ , il tempo di recupero dell'energia, la tensione di prova e, da non dimenticare, le condizioni di garanzia.

Il rendimento  $\eta$  rappresenta la quota di irraggiamento solare che può essere trasformata in corrente. Il tempo di recupero dell'energia designa il lasso di tempo durante il quale la cella deve produrre energia per ammortare quella che venne spesa per la sua stessa produzione. Il grado della tensione di prova determina con quale tensione di sistema il modulo può ancora operare. Le condizioni di garanzia sono un indice della qualità generale del modulo.

Celle fotovoltaiche di silicio monocristallino  
Questa è la più vecchia tecnologia delle celle fotovoltaiche. I moduli sono durevoli e possono produrre corrente per 20 a 30 anni. La maggior parte dei costruttori garantiscono le prestazioni per 10 anni. Il rendimento si situa sul 12 a 16%. Quasi tutti i moduli hanno un telaio in alluminio e una lastra di copertura in vetro. Il lato posteriore è impermeabilizzato con una serie di teli sintetici. Per i moduli monocristallini, il rapporto prezzo-qualità è buono. Il leader su questo mercato è la ditta Siemens Solar Industries (ex Arco Solar). La qualità dei moduli reperibili è da buona a ottima.

Costruttori:

Siemens Solar Industries (USA), Siemens Solar GmbH (D), Telefunken System Technik (D), Hoxan (J) Helios (I), BP (E), Solec (USA).

La tabella 1.6 mette a confronto le tecnologie correntemente usate per i moduli.

Tipi di moduli	Monocristallini	Policristallini	Amorfi
Produzione	Monocristallo	Policristallo	Vaporizzazione
Energia grigia in kWh/Wp	3,5-5,0	3,0-5,0	2,4-4,2
Durevolezza	25 anni	25 anni	5-10 anni
Tempo di recupero dell'energia (Altopiano)	3,5 anni	3,5 anni	2,5 anni
Fattore di resa	minimo 8	minimo 8	2-5
Rendimento del modulo in %	12-16%	10-12	4-6%
Garanzia in anni su +/- 10% della potenza nominale *	10	10	diversa secondo il costruttore
Indicata per:			
- prodotti di consumo di massa	no	no	sí
- piccoli impianti autonomi	sí	sí	sí
- grandi impianti	sí	sí	no

\* Singoli costruttori suddividono le celle in classi di potenza e conseguono in tal modo migliori valori di garanzia (Solarex, BP).

Tab. 1.6 Caratteristiche dei diversi tipi di moduli (stato della tecnica: 1992)

Celle fotovoltaiche di silicio policristallino  
Per evitare la complessa lavorazione del monocristallo, si sono sviluppati metodi di produzione che permettono di colare direttamente blocchi di silicio policristallino. Le caratteristiche delle celle mono- e policristalline sono assai simili. Il rendimento delle celle policristalline è tuttavia leggermente minore, ossia del 10-12%. Questo tipo di celle richiede però meno energia alla produzione. L'esecuzione dei moduli è di vario tipo. Vi sono moduli con due lastre di vetro (Telefunken, Photowatt). I telai sono talvolta di alluminio e talvolta di acciaio cromato. Alcuni moduli hanno scatole di giunzione mal concepite. Leader sul mercato è la ditta Solarex (USA). La qualità dei moduli non è sempre uguale, ma si situa comunque tra buona e ottima.

Costruttori:  
Solarex (USA), Kyocera (J), Telefunken (D), Photowatt (F), AstroPower (USA/Canada), BP (E).

Celle fotovoltaiche amorphe

Le celle amorphe si compongono di uno strato attivo vaporizzato sopra un materiale di supporto. Grazie alla struttura amorfa, per assorbire la luce solare è sufficiente uno strato sottilissimo. Nella produzione trovano impiego diversi materiali semiconduttori: silicio, gallio-arseniuro o rame-indio-diseleniuro (CIS). A livello di produzione, il dispendio di energia e materiale è oltremodo contenuto. Il rendimento è del 4-8% e, nella maggior parte dei moduli, tende a diminuire col tempo. I moduli vengono preinvecchiati, al fine di contenere il degrado durante l'esercizio. I moduli reperibili sul mercato hanno una potenza massima di 20 Wp. La durata dei moduli amorfi è di anni, e non di decenni, ed è pertanto molto inferiore a quella dei moduli monocristallini. La qualità varia molto, e va da insufficiente a buona. I moduli amorfi sono l'ideale per le potenze piccole e piccolissime.

Costruttori:

Siemens Solar Industries (USA), Solarex (USA), Sovonics (USA), NAPS (USA/F), Sanyo (J), Rade Koncar (YU), Unisolar (USA).

Condizioni di prova

Le caratteristiche delle prestazioni sono riportate nelle schede-dati. Affinché si possano confrontare i moduli tra loro, si sono introdotte varie condizioni di prova standardizzate.

Condizioni standard - potenza nominale

Si definiscono la temperatura della cella e l'irraggiamento. La potenza nominale del modulo emerge dai risultati della misura.

Condizioni di misura:

- temperatura della cella 25°
- irraggiamento 1000 W/m<sup>2</sup>
- AM 1.5

Temperatura NOCT

(normal operating cell temperature)

- Temperatura della cella e prestazioni durante l'esercizio

Si definiscono le condizioni ambientali del modulo in esercizio. Si misura la temperatura della cella durante l'esercizio. Le reali prestazioni del modulo vengono determinate in base alle schede-dati.

Condizioni di misura:

- temperatura ambiente 20°
- irraggiamento 800 W/m<sup>2</sup>
- AM 1.5
- velocità del vento 1 m/s

Oltre a questi test, presso il laboratorio di Ispra (I) si sono fatte delle prove per determinare la durezza e la resistenza alle intemperie.

## 1.3 Montaggio di moduli fotovoltaici

### 1.3.1 Strutture portanti

I moduli possono essere montati nei modi più disparati. Superfici idonee si trovano sui tetti piani e a falde, sui ripari fonici ecc. Da poco si discute anche il montaggio in facciata, per il quale si sono già fatte le prime prove. Il montaggio in pieno campo è preso in considerazione solo qualora non sia possibile fare altrimenti.

Le strutture portanti sopportano l'intero carico dei pannelli, ma anche le sollecitazioni dovute al vento e alla neve, quindi, attraverso gli appoggi, trasmettono le forze che ne derivano al tetto o alla facciata. Per cautelarsi dai problemi, è indispensabile calcolare il carico in modo accurato.

Gran parte della potenza irradiata dal sole viene trasformata nel modulo in calore. Questo deve essere evacuato nell'ambiente, per evitare che il modulo si surriscaldi e che il rendimento ne risulti compromesso. Perciò bisogna assicurare la libera circolazione dell'aria su entrambi i lati (anteriore e posteriore) del modulo.

Per il fissaggio dei moduli si fa uso correntemente di:

Viti

Il telaio di ogni modulo è fissato con 4 viti sulla struttura portante. Il telaio presenta già le corrispettive forature. Un simile lavoro richiede molto tempo. Questo montaggio tradizionale viene ora sostituito da nuove varianti più rapide.

Morsetti

La struttura portante è formata da una griglia di profilati: vi si inseriscono i moduli, e si procede al cablaggio. Quindi si prendono i moduli a quattro a quattro, e si fissano nei punti d'angolo alle sbarre, con l'aiuto di morsetti. Grazie a questo procedimento, il lavoro richiesto per il montaggio meccanico dei moduli è decisamente minore che usando le viti. Il fissaggio con i morsetti e il cablaggio possono essere realizzati nel contempo.

Incollatura

I moduli senza telaio (laminati) vengono incollati con un composto a base di silicone e caucciù sulla struttura portante accuratamente sgrassata. Occorre badare che l'umidità possa fuoriuscire dai punti di incollatura. Questo nuovo e rapido sistema di fissaggio pone tuttavia qualche problema:

- Il collante utilizzato non deve intaccare il materiale sul lato posteriore del laminato. È consigliabile informarsi presso il costruttore.
- La dilatazione termica, diversa da un materiale all'altro, può distruggere il laminato. I materiali usati devono essere armonizzati accuratamente tra di loro, soprattutto per quanto riguarda la dilatazione longitudinale.
- I costruttori si rifiutano solitamente di fornire garanzie, salvo se il laminato poggia su guide su tutti e quattro i lati. La costruzione dovrà in ogni caso essere verificata dal costruttore.

#### Moduli giganti

Per l'integrazione negli edifici, in questi ultimi tempi si sono visti comparire sul mercato vari moduli giganti nella gamma di potenza sui 200 Wp. L'idea di base è sempre la stessa: ridurre il lavoro di montaggio e cablaggio in vista dell'integrazione in facciata. I moduli devono poter sostituire i normali elementi di facciata.

#### 1.3.2 Sistemi di montaggio correnti

Come esistono tetti di vario tipo, esistono anche delle possibilità di montaggio assai diverse. In seguito riassumeremo brevemente i tratti caratteristici dei vari sistemi reperibili sul mercato.

##### Sistema con costruzione leggera

Una leggera costruzione metallica funge da struttura portante per i moduli, che vengono fissati a file, eretti o distesi. Una griglia di appoggi in acciaio unisce tra di loro le file allineate una dietro l'altra. Questi appoggi sono posati sia direttamente sul tetto, sia su lastre da giardino in calcestruzzo. Per evitare di danneggiare l'involucro del tetto si posano uno strato protettivo, p.e. in gomma. Sul retro delle file di moduli si monta un deflettore in lamiera allo scopo di convogliare il vento che agisce dal basso oltre la sommità delle file. La lamiera deflettitrice e la griglia di appoggio garantiscono la stabilità di questa costruzione leggera. Dato che l'impianto non è collegato con l'edificio, è indispensabile calcolare con estrema accuratezza i carichi dovuti al vento.

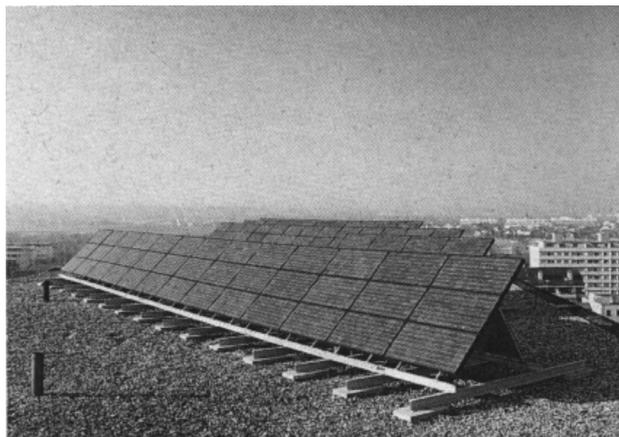


Fig. 1.7 Impianto su costruzione leggera

##### Sistema a gravità

Tre a quattro moduli vengono avvitati su due strutture portanti, composte ciascuna di un profilato d'alluminio e di uno zoccolo in calcestruzzo. Per una potenza solare di 150 Wp, una simile unità di montaggio pesa circa 200 kg. Sul tetto piano si posano dunque diverse simili unità, disponendole in file. Gli appoggi massicci in calcestruzzo assorbono tutte le forze del vento, ma comportano nel contempo una grande sollecitazione per il tetto. Toccherà allo specialista di statica verificare se il tetto è dimensionato forte abbastanza per sopportare il carico. L'involucro del tetto deve essere protetto con pannelli di gomma da eventuali danni meccanici.

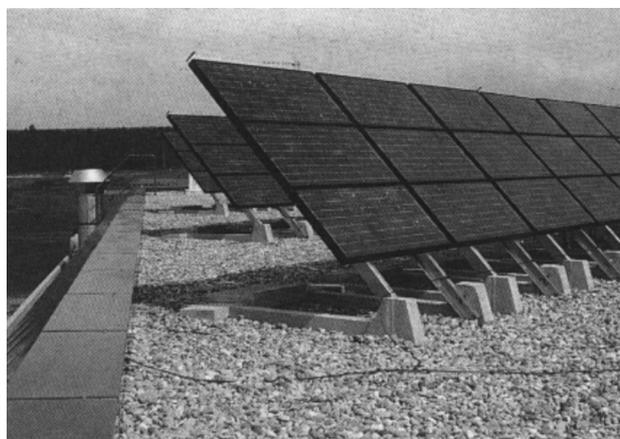


Fig. 1.8 Impianto a gravità

Sistema con costruzione su tetto a falde  
 Singole tegole o scandole in eternit sono sostituite dai punti d'appoggio per il montaggio. Può trattarsi di ganci o tegole in metallo con dispositivi di montaggio. Su questi punti d'appoggio si monta quindi la struttura portante, sulla quale verranno in seguito avvitati o fissati con morsetti i moduli. Con questo sistema è importante calcolare accuratamente il carico della sottopressione che potrebbe agire sulla struttura. Se non si dimensiona forte abbastanza, l'intero impianto potrebbe venir strappato dal tetto.

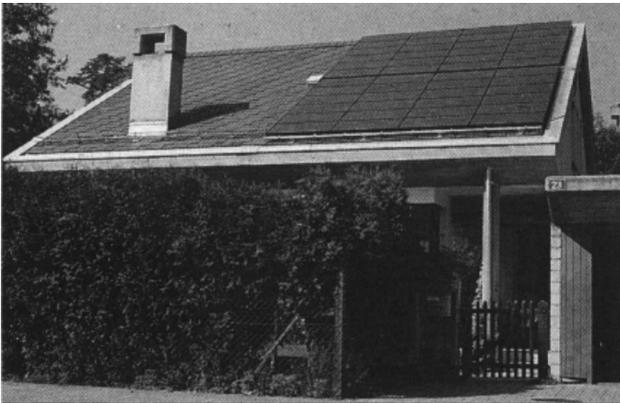


Fig. 1.9 Sistema con costruzione su tetto a falde

Sistema con incasso nel tetto a falde  
 I moduli sostituiscono qui le regolari tegole o scandole in eternit, e formano un involucro impermeabile. Per questo, si sostituiscono i correntini con una costruzione portante, nella quale si inseriranno e sigilleranno poi i moduli. Per questo tipo di soluzione, si preferiscono solitamente i

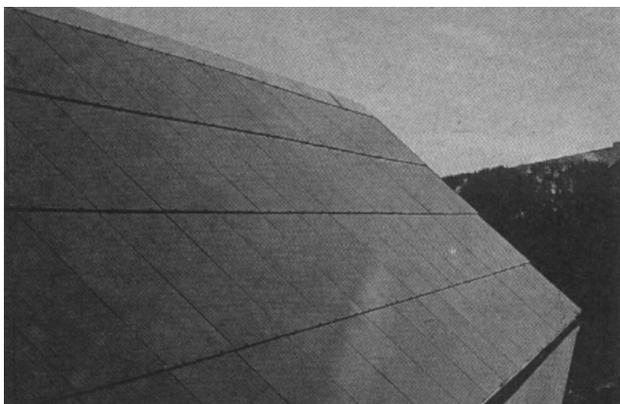


Fig. 1.10 Sistema con incasso nel tetto a falde

laminati, che permettono di realizzare impianti con un buon risultato estetico.

#### Integrazione nella facciata

L'integrazione nelle facciate è stata resa possibile dai progressi compiuti nella produzione dei moduli: ora infatti sono reperibili modelli di ogni forma e colore, che consentono soluzioni esteticamente convincenti. L'immenso potenziale rappresentato dalle superfici delle facciate può così essere sfruttato a scopo energetico. Gli elementi fotovoltaici di questo tipo possono essere impiegati dall'architetto in maniera creativa.

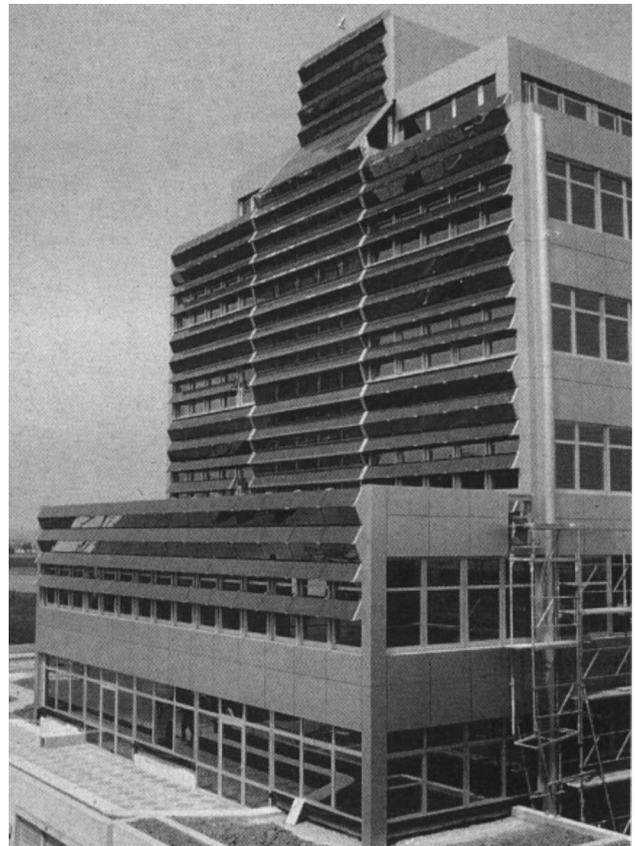


Fig. 1.11 Integrazione nella facciata

Nella facciata sud dell'edificio sulla fotografia è integrato un impianto fotovoltaico. Gli elementi solari non producono solo corrente, ma hanno anche altre funzioni: proteggono la parete e schermano il sole, mentre il calore che dissipano viene utilizzato per riscaldare il vano scale. Una facciata di questo tipo ha indubbiamente diritto all'appellativo «intelligente».

La realizzazione di soluzioni integrate è possibile solo laddove la progettazione è opera comune di tutti gli specialisti coinvolti.

### 1.3.3 Calcolo delle sollecitazioni derivanti dalla neve e dal vento

Gli impianti fotovoltaici sono per loro natura montati in luoghi molto esposti. Le forze del vento e della neve che agiscono su di essi devono essere conosciute in modo assai preciso per escludere incidenti in caso di condizioni meteorologiche estreme. Il calcolo delle forze del vento e della neve si basa sul principio che:

il peggior caso immaginabile può avverarsi e deve essere calcolato (scenario del caso peggiore)

Il peso dell'impianto, e le forze del vento e della neve si sommano. La pressione del vento agisce perpendicolarmente alla superficie esposta. Casi critici possono verificarsi in presenza di: sovraccarico del tetto, rottura dei ganci fissati al tetto a seguito di un'eccessiva sottopressione, scivolamento e ribaltamento degli impianti su tetti piani. Le tabelle 1.13 e 1.14 riassumono le basi di calcolo della norma SIA 160 [13].

Ogni forza esercitata sull'impianto provoca una reazione inversa sul tetto (azione = reazione). Il tetto deve essere in grado di assorbire tali forze.

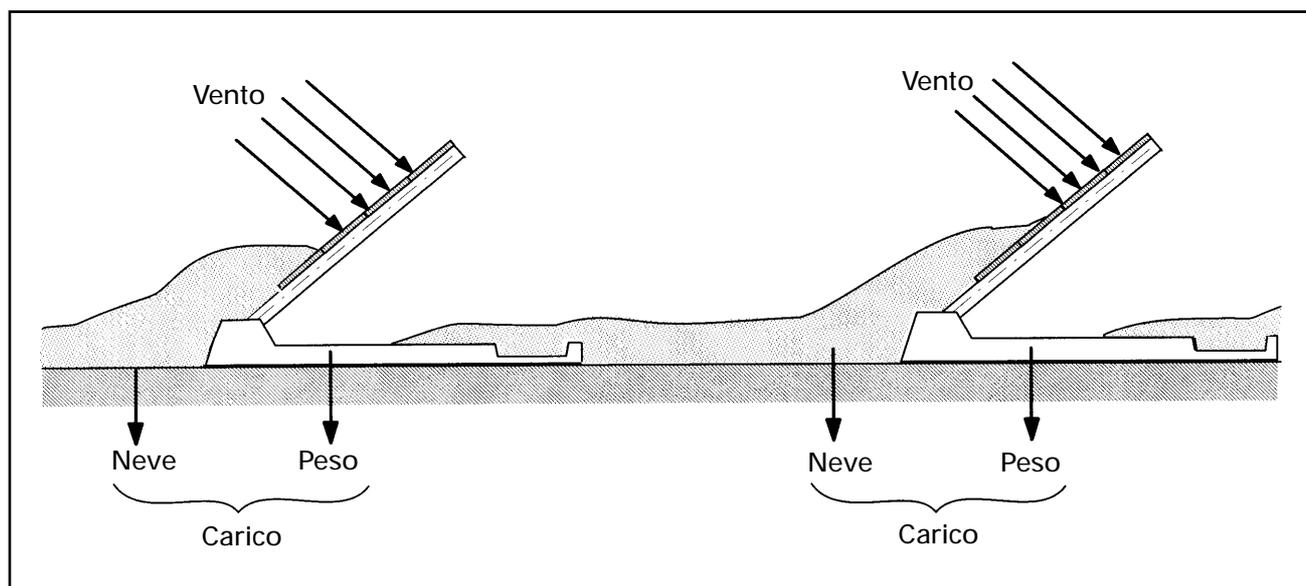


Fig. 1.12 Sovrapposizione delle forze

Altezza h sopra il livello del mare in metri, carico della neve ps in kg/m<sup>2</sup>

h m	ps kg/m <sup>2</sup>								
400	92	500	123	600	159	700	202	800	251
900	308	1000	371	1100	440	1200	516	1300	599
1400	688	1500	784	1600	886	1700	995	1800	1111
1900	1233	2000	1362						

minimo 90 kg/m<sup>2</sup>

Le altitudini oltre i 2000 m e le condizioni di innevamento eccezionali devono essere considerate a parte. In presenza di inclinazioni del tetto di  $\alpha < 60^\circ$ , e se lo sgombro non è ostacolato, per la pressione della neve si calcolerà con  $p's = ps * \cos \alpha$ . In presenza di inclinazioni  $> 60^\circ$ , non è più necessario ritenere il carico, dato che si verifica uno sgombro spontaneo della neve.

Fig. 1.13 Ipotesi per il carico della neve (secondo la SIA 160)

Altezza sopra il suolo Pressione del vento q	m kg/m <sup>2</sup>	0-5 70	5-15 85	15-40 100	40-80 120	80-160 150	160-320 180
---	------------------------	-----------	------------	--------------	--------------	---------------	----------------

Fig. 1.14 Ipotesi per la pressione del vento (secondo la SIA 160)

Siccome per i tetti piani e i tetti a falde i carichi sono diversi, qui in seguito tratteremo a parte le modalità di calcolo per ciascun caso.

#### Tetti piani

Per quanto riguarda il carico della neve, molti tetti piani sono dimensionati solo con un piccolo margine di sicurezza. Essi non potranno dunque sopportare altri grandi carichi. In simili situazioni, il dimensionamento della struttura portante diventa un compito complesso ed è pertanto consigliabile collaborare con uno specialista di statica.

#### Modalità di calcolo

L'intero impianto viene suddiviso in frazioni facili da calcolarsi. La figura 1.15 mostra un impianto a gravità con le frecce indicanti le forze dei venti. Quale unità di calcolo si sceglie una struttura d'appoggio con la superficie dei corrispettivi moduli.  
1° caso: vento sul davanti

La pressione del vento q viene ridotta a un'unica forza K che agisce nel centro della superficie del modulo A, e quindi viene suddivisa nelle sue componenti K<sub>x</sub> e K<sub>y</sub>.

$$\begin{aligned} K &= c * q * A \\ K_y &= K * \cos(\alpha) \\ K_x &= K * \sin(\alpha) \end{aligned} \quad (1.4)$$

dove:

q = pressione del vento

A = superficie

c = coefficiente di penetrazione del vento  
= 1-1,5

R = reazione

D = punto di rotazione

$\alpha$  = angolo d'inclinazione

G = peso

$\mu$  = coefficiente di attrito  
= 0,7

K = forza del vento

l = lunghezza dell'appoggio

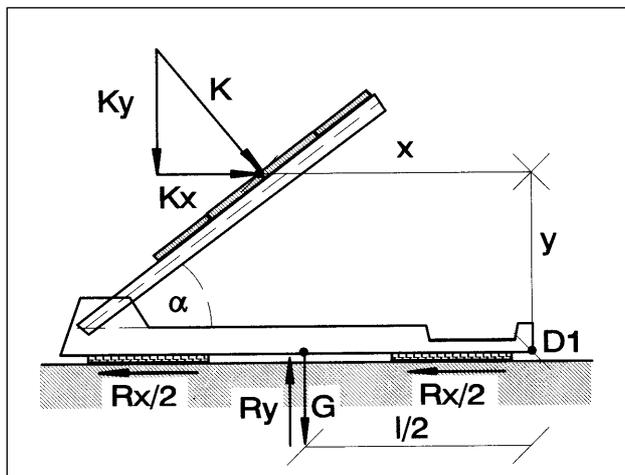


Fig. 1.15 Forze del vento, 1° caso

Si calcolano gli equilibri delle forze e dei momenti riferiti al centro di rotazione  $D_1$ .

Equilibrio delle forze (1.5)

direzione y:

$$R_y = K_y + G$$

direzione x:

$$R_x = K_x$$

Momenti riferiti al centro di rotazione  $D_1$ :

$$K_x * y = G * l/2 + K_y * x$$

Condizioni di aderenza:

$$R_x \geq \mu * R_y = \mu * (K_y + G)$$

Condizioni di ribaltamento:

$$K_x * y \leq G * l/2 + K_y * x$$

Il tetto deve sopportare, oltre al carico della neve, la forza  $R_y$  calcolata. In presenza di un caso-limite, occorre assolutamente avvalersi della collaborazione di uno specialista in statica. La forza di attrito  $R_x$  deve essere maggiore della spinta orizzontale  $K_x$  provocata dal vento. Al fine di prevenire con certezza il ribaltamento dell'impianto, occorre che il momento  $K_x * y$  non diventi troppo grande.

2° caso: vento da dietro

Il calcolo segue le stesse regole come nel 1° caso. Il vento che esercita la sua azione sul dorso dei moduli solleva tutto l'impianto dal tetto.

Dopo il calcolo dell'equilibrio delle forze e di momenti si ottiene il seguente risultato:

Equilibrio delle forze (1.6)

direzione y:

$$R_y = G - K_y$$

direzione x:

$$R_x = K_x$$

Momenti riferiti al centro di rotazione  $D_2$ :

$$K_x * y = G * l/2 - K_y * x$$

Condizioni di aderenza:

$$R_x \geq \mu * R_y = \mu * (G - K_y)$$

Condizioni di ribaltamento:

$$K_x * y \leq G * l/2 - K_y * x$$

Il pericolo che l'impianto scivoli e si ribalti sul perno rappresentato dal punto  $D_2$  è grande. La presa del vento sotto i moduli può essere ridotta con vari accorgimenti:

- aumento del peso dell'impianto
- montaggio di una lamiera deflettitrice
- appoggio su supporti lunghi

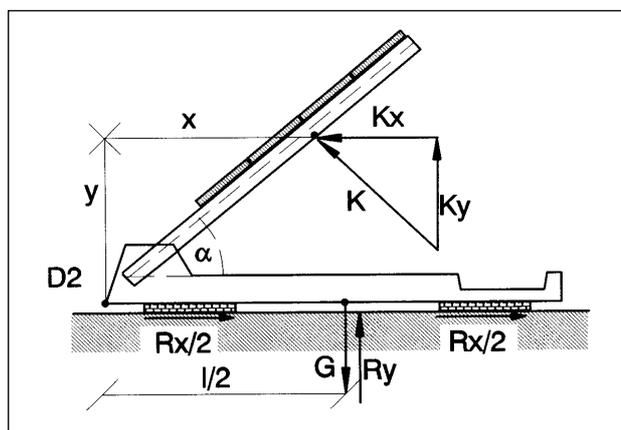


Fig. 1.16 Forze del vento, 2° caso

Dalle equazioni riportate si lasciano desumere le condizioni marginali per il dimensionamento della struttura portante. Il peso  $G$  deve essere scelto in modo da prevenire qualsiasi slittamento o ribaltamento, senza tuttavia comportare un sovraccarico per il tetto. La lunghezza della struttura portante è importante per la stabilità. Laddove non è possibile realizzare una costruzione a gravità, si può pur sempre conseguire una buona stabilità anche con i sistemi leggeri, segnatamente applicando vari accorgimenti. Allineando p.e. sulla stessa costruzione di base varie file di moduli, la forza del vento non è più sufficiente per sollevare e ribaltare l'intero impianto. Inoltre, si può affidare a un deflettore montato sull'ultimo supporto il compito di deviare il vento sopra l'impianto; si previene così anche lo slittamento.

#### Impianti su tetti a falde

Gli impianti di questo tipo vengono di regola posati sopra il tetto, e solo raramente incassati nel tetto. Per il montaggio sui correntini si utilizzano appositi ganci o tegole in lamiera. Questi punti di montaggio devono reggere alle sollecitazioni del-

le forze del vento e, soprattutto, assorbire la sottopressione  $q_u$  derivante dai flussi d'aria. Quale valore indicativo per la sottopressione, si può utilizzare il valore negativo del numero riportato per la corrispondente classe di altitudine nella tabella delle pressioni del vento 1.14.

#### Modalità di calcolo

La sottopressione  $q_u$  viene ridotta ai punti d'ancoraggio. Importante è una corretta ripartizione delle forze su questi punti. Nel nostro esempio, ogni singolo modulo è fissato a quattro punti d'ancoraggio. Ognuno di questi punti costituisce a sua volta il punto d'ancoraggio di quattro moduli. La figura 1.17 mostra l'estensione della superficie che agisce su ciascun punto d'appoggio: essa corrisponde esattamente alla superficie di un modulo.

$$K = c * q_u * A \quad (1.7)$$

La forza derivante dall'equazione 1.7 si propaga ai correntini attraverso i ganci o le tegole in lamiera.

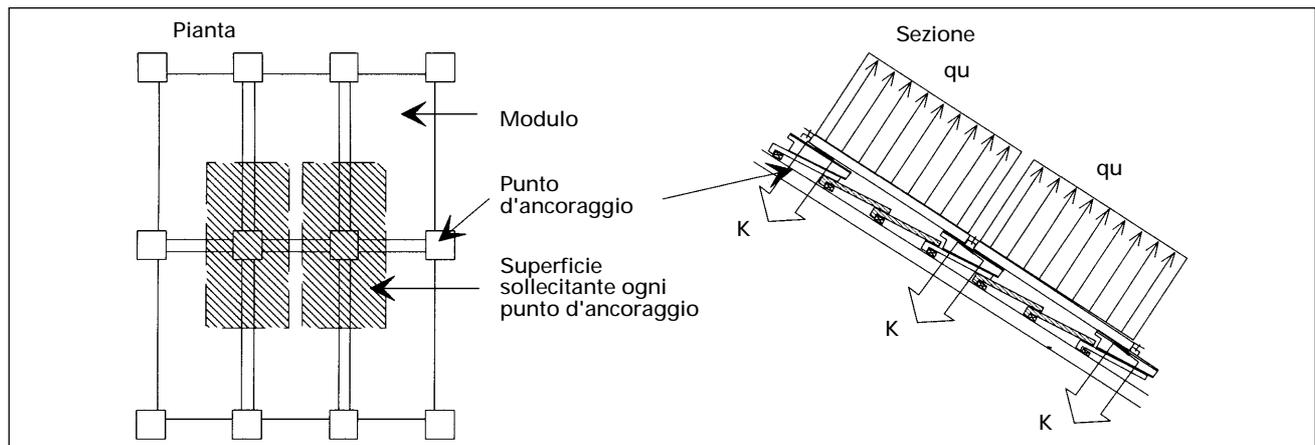


Fig. 1.17 Forze del vento su impianti montati su tetti a falde

Il punto debole della costruzione portante è il punto d'ancoraggio sui correntini. Quanto minore è il numero dei punti previsti, tanto maggiore è la superficie che agirà sul singolo punto d'ancoraggio, e tanto maggiore sarà il pericolo che un gancio si stacchi o si rompa.

Le procedure di calcolo esposte possono essere applicate per analogia ad altri tipi di impianto.



---

## 2. Impianti autonomi

---

2.1	Panoramica dei sistemi	23
2.1.1	Impianti ibridi	23
2.1.2	Scelta della tensione	24
2.1.3	Configurazione dell'impianto	26
<hr/>		
2.2	Componenti / tipi / impiego	27
2.2.1	Utilizzatori	27
2.2.2	Accumulatore	30
2.2.3	Descrizione dei tipi di batterie	33
2.2.4	Sistemi d'esercizio elettronici	35
<hr/>		
2.3	Dimensionamento degli impianti autonomi	38

---

## 2. Impianti autonomi

In tutti i tipi di impianti solari si impiegano sistemi d'accumulo al fine di rendere possibile il consumo di energia indipendentemente dalle modalità dell'irraggiamento solare. La configurazione di un impianto è determinata dal funzionamento dell'accumulatore: si avrà pertanto o un impianto autonomo o un impianto allacciato alla rete. I componenti e gli utilizzatori devono essere armonizzati tra loro. Questo criterio è cruciale soprattutto per il buon funzionamento degli impianti autonomi.

Anche i sistemi energetici fotovoltaici necessitano di accumulatori. Oggi si ricorre soprattutto a tre tipi di accumulo:

- accumulo in elementi elettrochimici (accumulatori, batterie)
- accumulo nella rete elettrica pubblica
- accumulo mediante energia idraulica (pompaggio d'acqua) o chimica (idrogeno)

Quest'ultima possibilità è tuttavia limitata agli impieghi speciali. Tutti gli impianti fotovoltaici sono riconducibili a due concezioni fondamentali:

### Impianti autonomi

Con questo termine si designano gli impianti che non sono collegati direttamente alla rete di distribuzione elettrica. La potenza di picco del generatore fotovoltaico può spaziare tra un paio di milliwatt e qualche centinaio di chilowatt. Gli impianti più diffusi in Svizzera hanno una potenza fino ad alcune centinaia di watt.

### Impianti allacciati alla rete

Sono impianti che immettono le eccedenze prodotte direttamente nella rete elettrica. Le potenze di picco dei generatori fotovoltaici spaziano tra alcune centinaia di watt e alcuni megawatt. L'impianto di maggiori dimensioni in Svizzera è la centrale fotovoltaica del Mont Soleil, con una potenza di picco di 500 kW.

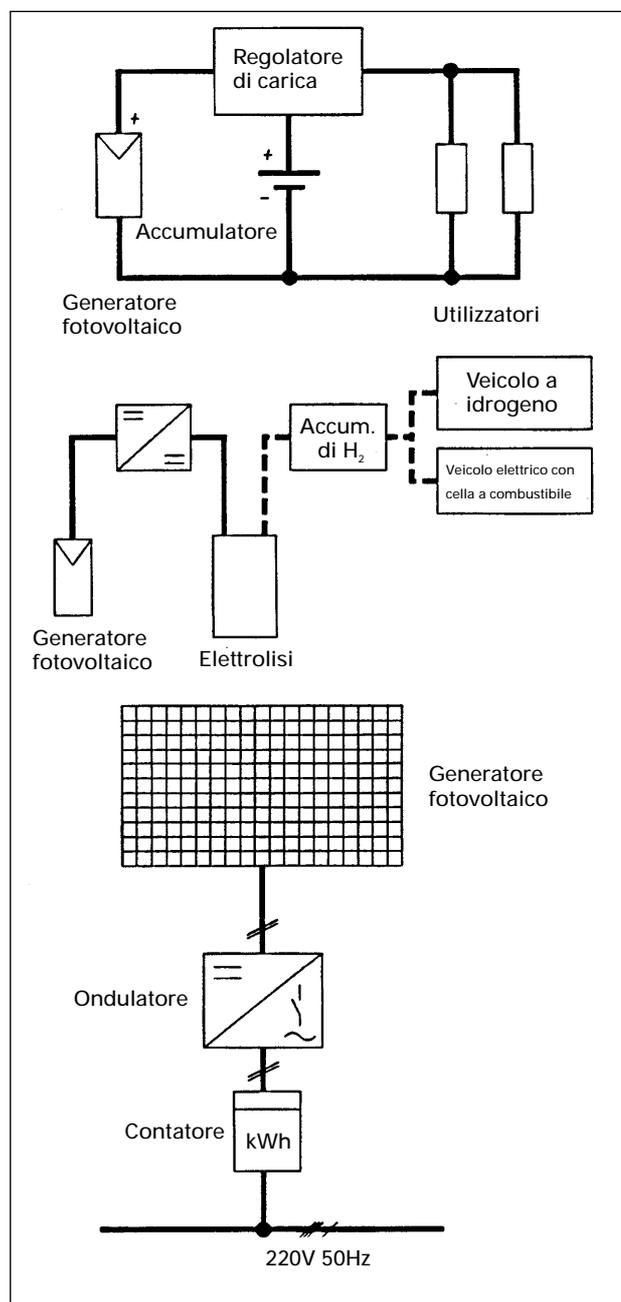


Fig. 2.1 Sistemi d'accumulo

## 2.1 Panoramica dei sistemi

I sistemi fotovoltaici autonomi sono di grandissima utilità e versatilità. La gamma delle applicazioni spazia dagli orologi e calcolatori tascabili all'alimentazione in corrente per casette di vacanza, barche a vela, stazioni relè in montagna, e addirittura satelliti nel cosmo. Nei paesi del Terzo mondo, l'adozione della tecnologia fotovoltaica ha contribuito a sensibili miglioramenti della qualità di vita. In tutte queste loro applicazioni, le celle fotovoltaiche alimentano direttamente gli utilizzatori con energia elettrica oppure caricano delle batterie per un uso differito dell'energia, rendendo superfluo l'impiego di combustibile.

Gli impianti fotovoltaici autonomi hanno portato la corrente elettrica laddove le applicazioni facenti capo a questo vettore energetico erano pressoché impensabili. Riguardo ai costi e all'affidabilità, si sono rivelati ben superiori ad altri sistemi di approvvigionamento energetico. Gli altri sistemi (p.e. il generatore diesel) inquinano infatti assai più l'ambiente con sostanze nocive e rumore di quanto non faccia un impianto fotovoltaico.



Fig. 2.2 Impianto autonomo nelle Alpi



Fig. 2.3 Approvvigionamento di corrente per un ospedale in Ruanda

### 2.1.1 Impianti ibridi

La produzione di energia è ovviamente legata all'irraggiamento. Durante l'inverno, a dipendenza della regione, un impianto potrebbe pertanto registrare delle carenze di corrente. Se gli utilizzatori chiedono di essere alimentati durante tutto l'anno con assoluta affidabilità, sarebbe necessario disporre sia di un generatore fotovoltaico di dimensioni corrispondenti, sia di un grande accumulatore che consenta di conservare l'energia estiva per l'uso invernale. In ogni caso, l'impianto diventa costoso e non rende.

FV+vento, FV+acqua, FV+diesel, FV+gas  
 Una soluzione per questo dilemma è rappresentata dalla combinazione tra fotovoltaica (FV) e altre fonti energetiche quali: un generatore eolico, una centrale idraulica, un termoelemento, un CCVT (closed cycle vapour turbogenerator) o, soprattutto, un generatore diesel. La mutevole quantità di energia solare può così essere integrata a dipendenza della stagione con una di queste fonti energetiche. Nel nostro paese, la ventosità è forte d'inverno e nelle stagioni intermedie. Vento e sole si completano a vicenda per assicurare un approvvigionamento energetico equilibrato.

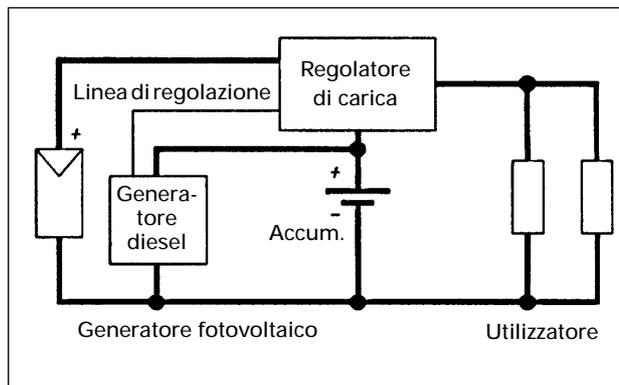


Fig. 2.5 Impianto combinato diesel/sole

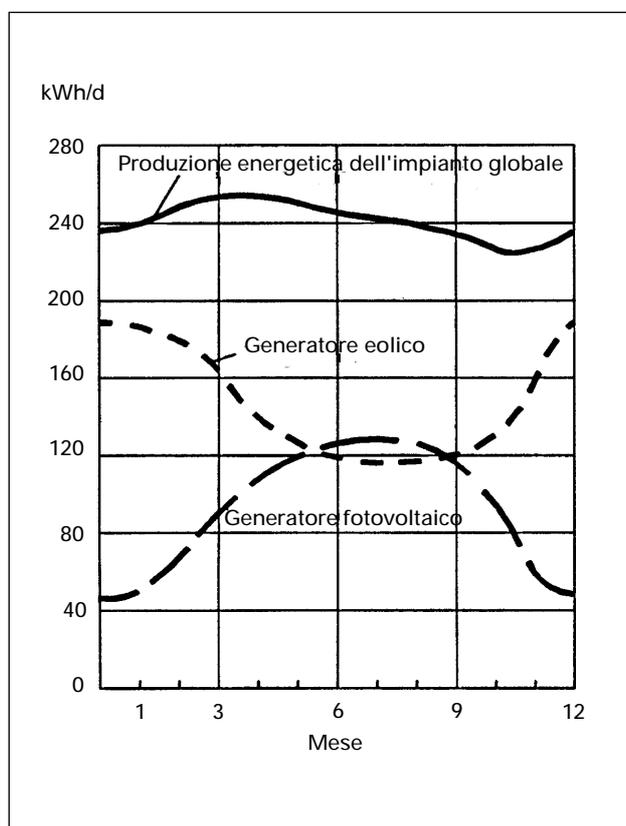


Fig. 2.4 Apporto energetico del vento e del sole nell'impianto-pilota coreano dell'isola Cheju

La corretta scelta e il corretto dimensionamento di questi elementi richiede esperienza. Ora sono però reperibili speciali programmi per PC che consentono di fare simili calcoli. Diventa così possibile dimensionare l'approvvigionamento energetico con grande affidabilità e con un impiego ottimale delle energie rinnovabili. Simili impianti ibridi permettono di approvvigionare singoli edifici, ma anche intere isole con vari villaggi.

### 2.1.2 Scelta della tensione

Dimensionando gli impianti fotovoltaici, bisogna cercare di prevenire le perdite ovunque possibile. Alle nostre latitudini, per ogni watt di potenza dissipata in permanenza si devono prevedere almeno ulteriori 10 watt di potenza fotovoltaica. Ciò comporta spese supplementari dell'ordine di 200 fr.: una somma che è senz'altro meglio investire per ridurre queste perdite, p.e. impiegando cavi grossi e componenti di ottima qualità.

I power-MOSFET a canale P possono p.e. essere sostituiti con i FET a canale N, i transistori con i FET, i relè meccanici con gli interruttori elettronici. La soluzione ottimale deve essere studiata in funzione dell'impianto concreto e delle sue modalità d'esercizio. Le perdite si producono nei conduttori e nei power-MOSFET in ragione del quadrato della corrente ( $P=I^2 \cdot R$ ), in determinati semiconduttori a tensione prestabilita (diodi, transistori bipolari o tiristori ( $P=U \cdot I$ )) per contro linearmente.

Ottimizzazioni di questo tipo sono raramente effettuate nella pratica, perché è difficile metterle in conto al committente.

D'altronde è anche più facile che il committente ac-

cetti di pagare una fattura salata per il trasporto di grossi cavi che non per un'elettronica raffinata, scelta in base a calcoli di ottimizzazione. Pertanto, la soluzione cui si ricorre maggiormente per ridurre le perdite resta la scelta di una tensione idonea.

Sulla sbarra degli utilizzatori si misura la cosiddetta tensione d'esercizio o di sistema, che può essere stabilita con l'aiuto della «regola di 1  $\Omega$ » o in base a criteri economici. In moltissimi casi, la tensione del sistema è data dal genere di utilizzatori previsti. Ciò spiega anche la gran quantità di impianti a 12 V. Oggi è tuttavia possibile reperire utilizzatori con diverse tensioni. Gli apparecchi non sono sempre disponibili immediatamente, ma il commercio specializzato può procurarli senza difficoltà.

Tensione del sistema	12 V	24 V	48 V
Potenza-limite regola di 1 $\Omega$	144 W	576 W	2304W
Potenza-limite in pratica	300 W	1 kW	3 kW
Potenza-limite ondulatore	1,2 kW	5 kW	10 kW

Fig. 2.6 Regola di 1  $\Omega$  [1]

«Quando la resistenza degli utilizzatori allacciati scende nettamente sotto 1  $\Omega$ , le perdite nei conduttori aumentano in modo tale da giustificare la scelta di una maggiore tensione di sistema» [1]. Da questa considerazione deriva la potenza-limite per una tensione di sistema data.

**Ondulatori per l'esercizio autonomo**  
Una soluzione semplice del problema delle tensioni è data dalla conversione della tensione continua (DC) in tensione alternata (AC). A questo scopo esiste oggi una vasta offerta di ondulatori idonei, capaci di convertire la tensione continua in tensione alternata a 220V/50Hz (risp. 110V/60Hz) o addirittura per una rete trifase a 380 V. Per un piccolo impianto, i costi sono tuttavia sproporzionati. Simili ondulatori sono in funzione per gran parte del tempo a carico parziale, benché siano stati dimensionati per la potenza massima prevista.

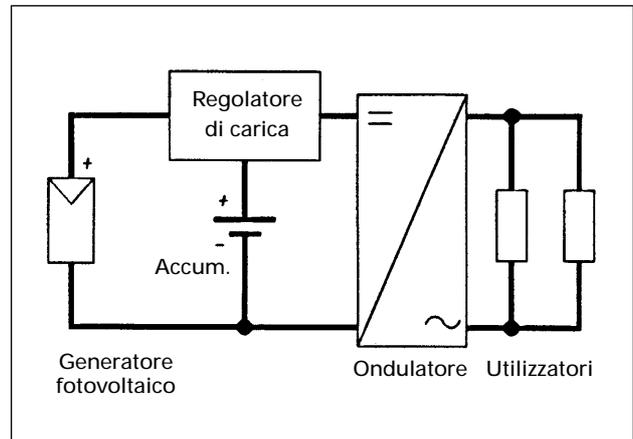


Fig. 2.7 Impianto fotovoltaico con ondulatore DC/AC

È pertanto indispensabile conseguire a carico parziale il maggior rendimento possibile. Il rendimento tipico di questi ondulatori si aggira sull'80 a 95%. Le perdite di conversione sono dunque notevoli. Una rete AC è scelta ben di rado in base al rendimento complessivo dell'impianto fotovoltaico, ma piuttosto perché bisogna alimentare forti utilizzatori, situati molto distanti gli uni dagli altri. La figura 2.8 mostra, a titolo illustrativo, l'andamento del rendimento di quattro diversi tipi di ondulatori.

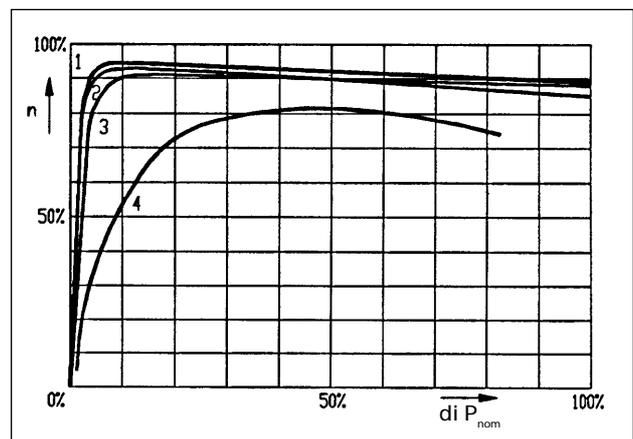


Fig. 2.8 Andamento del rendimento di ondulatori

- 1 Heart 24-2500X
- 2 Trace 2524
- 3 Top Class 500 24V
- 4 EA-1000 24 V

Riguardo agli impianti autonomi a bassa tensione di sistema, si ricordi in particolare che già a 2 kW/12 V ci si può trovare confrontati con una corrente di 150 A. Il collegamento tra accumulatore e ondulatore deve pertanto configurarsi il più breve possibile e deve essere dimensionato sufficientemente grande (p.e. 70 mm<sup>2</sup>). Con simili correnti, la resistenza interna degli accumulatori (dell'ordine di 2 a 3 mΩ, per un blocco da 2 V/100 Ah), causa considerevoli perdite, magari anche di alcuni watt.

In presenza di ondulatori e altri grandi utilizzatori di corrente, si sconsiglia di impiegare gruppi di batterie con piastre a griglia connesse in parallelo. Infatti, non sono costruite per correnti così grandi, e risulterebbero caricate unilateralmente a seguito della ripartizione asimmetrica della corrente. In simili casi, la cosa migliore è di ricorrere agli accumulatori industriali (p.e. batterie a blocchi con piastre positive a stecche).

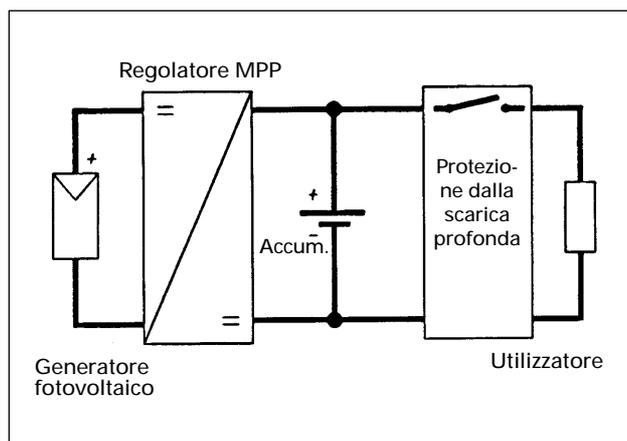


Fig. 2.9 Impianto con regolatore dell'MPP, a tensione d'entrata alta e tensione di sistema bassa

#### Maximum power tracker

Negli impianti di media ed elevata potenza (a partire da 200 Wp) si consiglia di separare la tensione del generatore fotovoltaico dalla tensione del sistema. In Svizzera è tuttora raro che si pensi a questa possibilità. Il generatore fotovoltaico è spesso relativamente distante dalla batteria. Per le forti correnti, ciò richiede conduttori spessi e, pertanto, costosi. Operando con un'elevata tensione sul versante del generatore fotovoltaico, è possibile ridurre il flusso di corrente e contenere

lo spessore del conduttore. Un maximum power tracker (MPT) con riduttore di tensione sostituisce l'usuale regolatore di carica lineare. Ma anche in un impianto così concepito è vantaggioso operare con un'elevata tensione di sistema, poiché altrimenti si verificano grandi correnti all'uscita dell'MPT, e ciò procura nuove perdite.

#### 2.1.3 Configurazione dell'impianto

Dove tra i vari utilizzatori si frappongono grandi distanze, ci si può chiedere se non sia il caso di abbandonare l'approvvigionamento di corrente centralizzato a favore di sistemi decentralizzati. Questo è il caso del Terzo mondo, dove la decentralizzazione è spesso auspicabile e anche molto diffusa. L'approccio decentralizzato rappresenta un'ottima soluzione per le piccole potenze e le deboli tensioni. La lunghezza delle linee può essere ridotta e, con essa, si riducono anche le perdite dei cavi. I cavi di collegamento e i corrispettivi lavori di scavo diventano superflui. Lo svantaggio è una minore autonomia del sistema. Per contro, si verifica un aumento della disponibilità del sistema complessivo, dato che un'eventuale messa fuori servizio colpisce sempre solo uno dei subsistemi. Grazie alla sua struttura modulare, il sistema decentralizzato risulta anche più flessibile, e ciò è decisamente un atout, soprattutto per gli impianti nel Terzo mondo, dove le esigenze dell'utenza possono subire rapidi mutamenti.

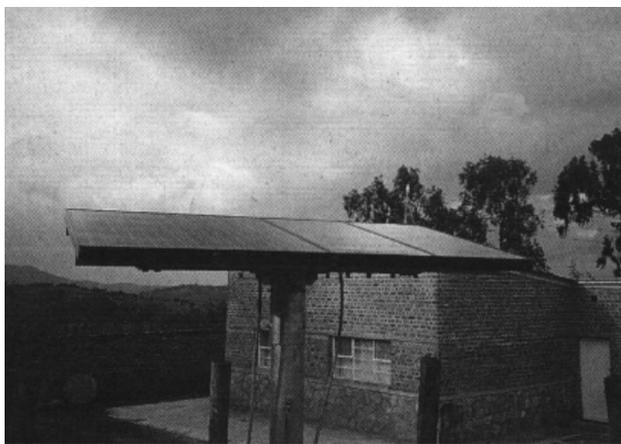


Fig. 2.10 Piccolo impianto decentralizzato in Africa

## 2.2 Componenti

### 2.2.1 Utilizzatori

Gli utilizzatori sono il fattore centrale nella progettazione di un impianto autonomo. La corrente fotovoltaica prodotta in un tale impianto è circa dieci volte più cara della corrente prelevata dalla rete. A maggior ragione vale dunque il motto: «l'energia meno cara è quella risparmiata». A livello mondiale, negli ultimi anni si sono sviluppati molti utilizzatori (p.e. lampade o pompe) per soddisfare le esigenze specifiche dell'impiego negli impianti fotovoltaici. Taluni di questi componenti saranno descritti in seguito. Reperire le fonti d'acquisto per gli utilizzatori solari rappresenta spesso il compito più difficile nella realizzazione di un impianto autonomo.

Visto il maggiore rendimento, gli utilizzatori dovrebbero quandunque possibile funzionare a tensione continua (DC). I maggiori costi d'installazione – rispetto ai componenti per la corrente alternata – si lasciano di regola ammortare, essendo compensati da un minore consumo energetico. Positivo si rivela anche il fatto che è impossibile allacciare quei grandi divoratori di energia che sono gli utilizzatori a corrente alternata correntemente impiegati in una casa (quali p.e. le lampadine a incandescenza, i televisori, i frigoriferi o gli apparecchi riscaldanti), dato che non sono idonei per l'uso in un impianto fotovoltaico.

Tra gli utilizzatori più comuni vi sono gli impianti illuminanti. Negli ultimi anni è stato creato un vasto assortimento per ogni possibile applicazione e campo d'impiego.

#### Lampade tubolari fluorescenti

L'impiego di queste lampade si è molto diffuso. Il colore della loro luce è più freddo che quello delle lampade a incandescenza o a basso consumo energetico. Il loro consumo di energia è da 3 a 5 volte minore di quello delle lampade a incandescenza di pari luminosità. Sono anche molto durevoli e relativamente convenienti. La tensione di accensione è prodotta da un convertitore ad alta frequenza, che provoca l'illuminazione del gas. La lampada si accende meglio che non nelle applicazioni usuali a 220 V/50 Hz. In entrambi i casi, si possono usare gli stessi tubi; infatti, sono largamente insensibili alle inevitabili variazioni di tensione che si producono negli impianti fotovoltaici. A temperature inferiori a 0 °C, i tubi fluorescenti presentano difficoltà d'accensione.

Suggerimento per l'impiego: le lampade tubolari fluorescenti soddisfano gli standard per i locali di lavoro, i corridoi, gli ambienti accessori e l'illuminazione esterna.

#### Lampade a risparmio energetico (PL/PLC/PLS/4p)

Le lampade a risparmio energetico sono state adottate originariamente proprio per gli impianti fotovoltaici. Funzionano in base allo stesso principio dei tubi fluorescenti. La loro efficienza è da cinque a sei volte maggiore di quella delle lampade a incandescenza. I tubi luminosi compatti hanno una durata di vita otto volte maggiore di quella di una lampada a incandescenza, presentano una forma più contenuta e forniscono una luce più calda. L'applicazione di un alimentatore permette di adattare qualsiasi lampada a 220 V a una tensione di 12 o 24 V.

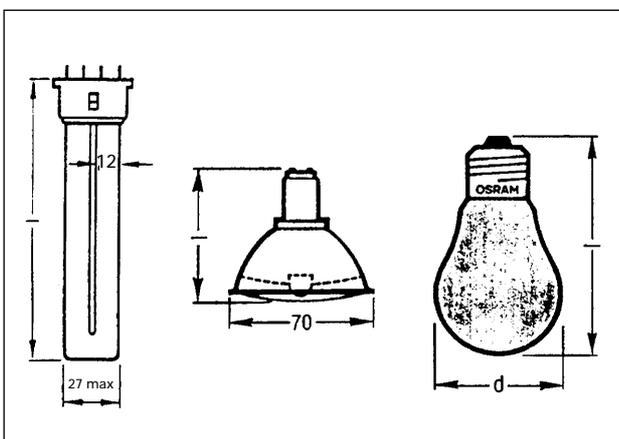


Fig. 2.11 Lampade

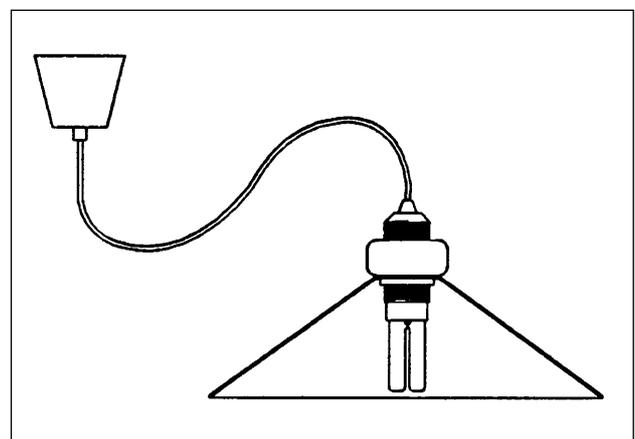


Fig. 2.12 Lampada a risparmio energetico da soffitto

Le versioni speciali, con uno zoccolo a quattro tubi (PLS/4p) del tipo 2G7, hanno incorporata la compensazione della temperatura e sono idonee per le applicazioni a temperature sotto lo zero.

Suggerimento per l'impiego: le lampade a risparmio energetico sono ideali per i locali abitativi, dove è richiesta una luce a tono caldo. Sopportano anche notevoli variazioni di temperatura.

#### Lampade ad alogeni

Le lampade ad alogeni costituiscono un ulteriore sviluppo delle lampade a incandescenza e presentano un'efficienza da due a tre volte superiore. Sono tuttavia ancora decisamente meno efficienti delle lampade a risparmio energetico o dei tubi fluorescenti. Le lampade ad alogeni sono indicate per illuminare una piccola superficie con una luce chiara e calda.

Suggerimento per l'impiego: le lampade ad alogeni sono ideali per la lettura e per l'illuminazione selettiva.

#### Lampade a incandescenza

Questo tipo di lampada è reperibile anche per piccole tensioni di 12 o 24 V. La loro efficienza è bassa. La loro luminosità varia molto in funzione delle variazioni della tensione. Sono lampade che costano assai poco e possono essere avvitate negli zoccoli convenzionali. Usando queste lampade in condizioni di bassa tensione, la loro durata media è minore che non nell'impiego a una tensione di rete di 220 V.

Suggerimento per l'impiego: per ragioni di costo, le lampade a incandescenza trovano impiego dove i tempi di inserimento sono brevi e per le piccole potenze.

#### Lampade a mano

Il mercato offre una vasta scelta di lampade a mano dotate di bulbi a incandescenza o ad alogeni oppure di tubi fluorescenti. Molti prodotti hanno incorporate delle celle fotovoltaiche, altri si prestano a essere ricaricati da un generatore fotovoltaico. La qualità di queste lampade varia moltissimo. Vengono messe a punto per i paesi più soleggiati del globo, cosicché l'irraggiamento più debole delle nostre latitudini non è sufficiente per assicurare la ricarica dell'accumulatore di molti modelli.

#### Pompe

Le pompe rientrano nel novero degli utilizzatori più frequenti degli impianti fotovoltaici. Esse trovano impiego per pompare acqua potabile e acque del sottosuolo, per irrigare biotopi o per alimentare il circuito di collettori solari. Per tutte queste appli-

cazioni sono stati messi a punto i più svariati tipi di pompa. Al fine di aumentare la resa in acqua, si impiegano maximum power tracker o dispositivi elettronici di avviamento. Le pompe più grandi, utilizzate per pompare acqua dal sottosuolo, funzionano con convertitori di frequenza a 380 V/50 Hz. Per una scelta oculata della pompa ci vuole esperienza. Come emerge dalla figura 2.13, i punti da considerarsi sono la caratteristica della pompa e la caratteristica del sistema.

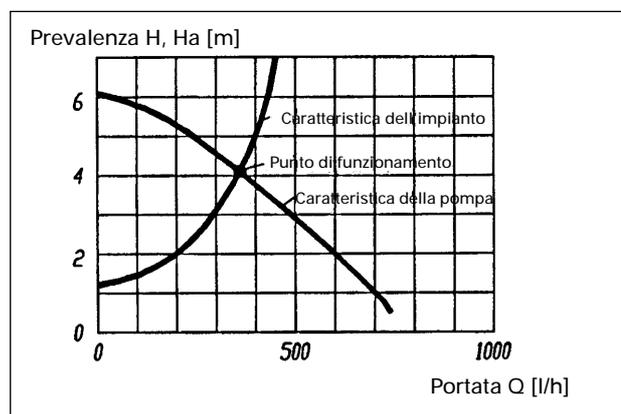


Fig. 2.13 Caratteristiche della pompa e del sistema

#### Frigoriferi

Negli impianti fotovoltaici trovano impiego frigoriferi speciali, con un compressore economico e uno spesso rivestimento termoisolante. Il loro prezzo è nettamente superiore a quello dei normali frigoriferi a 220 V, ma d'altro canto assorbono veramente meno corrente. Considerato il risparmio di energia che consentono, il loro impiego è comunque sempre redditizio. Importantissimo è piazzarli in un luogo idoneo, possibilmente fresco.

La circolazione dell'aria attorno allo scambiatore di calore del frigorifero non deve essere impedita. Nel frattempo, sono apparsi sul mercato anche frigoriferi con uno scambiatore separato: diventa così possibile piazzare il frigorifero dove serve veramente, mentre allo scambiatore si riserverà un posto al fresco.

Il consumo energetico di un frigorifero dipende in ampia misura dall'uso che se ne fa. Meno si apre, meno energia richiede. La merce da raffreddare dovrebbe essere fredda prima di venir riposta. Inoltre, un frigorifero pieno consuma meno energia di uno vuoto. Lo stesso effetto può essere ottenuto con un «accumulatore di freddo», p.e. una bacinella piena di neve. I frigoriferi a forma di cassone conservano meglio il freddo all'atto dell'apertura che non quelli a forma di armadio.

Per lo stoccaggio di medicinali sono stati messi a punto frigoriferi speciali, che soddisfano i severi standard imposti dall'OMS (Organizzazione mondiale della sanità).

#### Computer e periferiche

È sempre più frequente che anche i computer vengano allacciati direttamente a un impianto fotovoltaico. Utilizzatori di energia economici sono i laptop con video a cristalli liquidi. Un laptop convenientemente gestito sotto il profilo energetico richiede dieci volte meno energia di un PC normale. Vi sono differenze incredibili tra apparecchi capaci di fornire le stesse prestazioni.

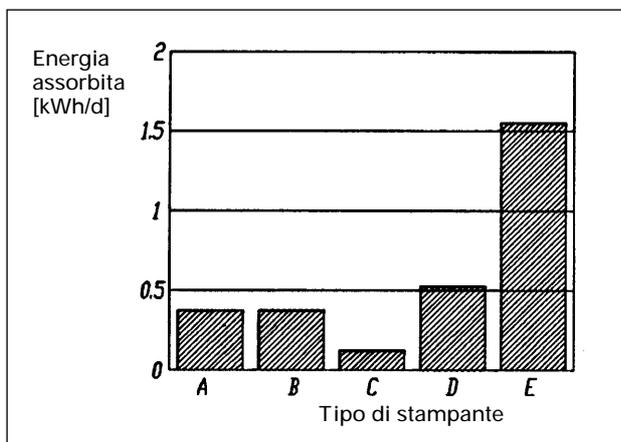


Fig. 2.14 Energia assorbita da vari tipi di stampante  
 A stampante a 9 aghi  
 B stampante a 24 aghi  
 C stampante a getto d'inchiostro  
 D stampante termica  
 E stampante laser

Anche tra le stampanti si registrano enormi differenze in fatto di consumo energetico. In questo campo, le migliori prestazioni sono date dalla stampante a getto d'inchiostro. Sia i laptop sia le stampanti a getto d'inchiostro sono reperibili nella variante a batteria oppure possono essere utilizzati in combinazione con una batteria grazie a un convertitore di corrente continua DC/DC. Pensabi-

le è pure l'allacciamento di PC convenzionali e periferiche all'ondulatore. Una simile soluzione richiede tuttavia la presenza di un grande impianto fotovoltaico, dato il notevole fabbisogno energetico.

#### Ventilatori

Piccoli ventilatori a corrente continua vengono impiegati in molti apparecchi allo scopo di raffreddare l'elettronica. Oggi sono reperibili apparecchi con una potenza di pochi watt da applicarsi a soffitto, per ventilare barche, roulotte e automobili. Quest'ultimi dispongono spesso di celle fotovoltaiche integrate. Nel caso dei grandi impianti, occorre quasi sempre abbandonare il campo delle correnti continue per affidarsi a una rete a 220 V. Un ondulatore trasforma allora la corrente continua di origine solare in corrente alternata per l'alimentazione dell'impianto di ventilazione.

#### Motori per barche solari ed elettriche

Simili barche sono la soluzione del futuro: per ragioni ecologiche da noi, per ragioni logistiche nel Terzo mondo. Per piccole potenze fino a circa 400 W esiste già una vasta scelta di motori da 12 V e da 24 V con elica e regolatore. Per le grandi potenze si stanno ora mettendo a punto speciali sistemi di propulsione a corrente trifase.

#### Apparecchi radio e televisori

Oggi è raro che un impianto solare venga progettato senza un allacciamento per la radio o la televisione. Molti apparecchi radiofonici possono funzionare a tensione continua. Simili apparecchi dispongono delle stesse funzioni supplementari presenti in un normale impianto hi-fi compatto. Dove fosse necessario, l'adeguamento alla tensione del sistema è assicurato mediante un trasformatore elettronico. Nel caso dei televisori, la scelta è ridotta. Dato che consumano molta energia, negli impianti fotovoltaici non trovano impiego apparecchi aventi un grande schermo.

#### Elettrodomestici e altri utilizzatori

Molti elettrodomestici e altri utilizzatori sono ottenibili anche in versione per corrente continua. La maggior parte di simili apparecchi funziona con una tensione d'esercizio di 12 V. Gli apparecchi con una grande potenza, quali gli aspirapolvere o le macchine per il caffè, non sono indicati per l'uso a corrente continua. Volendo usarli negli impianti fotovoltaici, si dovrà ricorrere a un ondulatore.

### 2.2.2 Accumulatore

Negli impianti fotovoltaici si impiegano solitamente sistemi d'accumulo elettrochimici. La batteria o accumulatore immagazzina l'energia solare per i momenti in cui l'irraggiamento non sopprime al fabbisogno degli utilizzatori, garantendo in tal modo un'approvvigionamento energetico ininterrotto. Sulla batteria non è il caso di risparmiare, dato che è il cuore dell'impianto fotovoltaico e determina il buon funzionamento dell'insieme. La batteria è l'unico elemento dell'impianto che esige manutenzione.

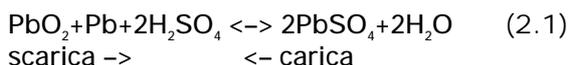
I principali requisiti della batteria per un impianto autonomo sono:

- costante disponibilità ad assorbire ed erogare energia elettrica in grandi e piccole quantità
- erogazione di corrente sufficientemente grande
- lunga durata di vita nel funzionamento ciclico
- esercizio con poca manutenzione
- costi minimi

Per soddisfare questi e altri requisiti, negli ultimi anni si sono sviluppati vari tipi di batterie. Ma a farla da padrona è indubbiamente la batteria al piombo. Infatti, si è rivelata come l'accumulatore più idoneo per i sistemi autonomi, e questo sia riguardo al rendimento di carica e scarica (rendimento Ah o Wh), sia riguardo al rapporto tra prezzo e prestazioni. Al momento non esiste alternativa più valida.

Carica e scarica delle batterie al piombo

Nella batteria scarica, tanto l'elettrodo positivo quanto quello negativo si compongono di solfato di piombo  $PbSO_4$ . Durante la carica, gli elettrodi emettono acido; mentre durante la scarica si produce il processo inverso. Allo stato carico, la piastra positiva diventa perossido di piombo  $PbO_2$ ; mentre la piastra negativa è di puro piombo. Quale elettrolito trova impiego l'acido solforico diluito. L'equazione 2.1 illustra questi processi chimici.



La carica avviene mediante adduzione di energia elettrica. Il tempo di carica dura circa 10 ore. Una carica troppo veloce comporta il danneggiamento delle piastre. Le batterie impiegate nella tecnologia fotovoltaica possono assorbire correnti di carica molto deboli, cosa che le normali batterie non potrebbero fare. Se una batteria viene sovraccaricata, in prossimità degli elettrodi si formano ossigeno e idrogeno. La miscela dei due gas si chiama gas tonante ed è esplosiva. Il regolatore di carica previene la sovraccarica della batteria, bloccando il processo di carica qualora sia raggiunta una tensione finale di carica di 2,35 V per cella.

Quando entrambi i poli di una batteria vengono collegati tra di loro allacciandovi un utilizzatore, la differenza di potenziale esistente provoca un passaggio di corrente elettrica. L'entità della corrente di scarica e la temperatura della batteria determinano quanta corrente può fornire la batteria. Se la batteria viene scaricata con una grande corrente, non solo aumentano le perdite dovute alla resistenza ( $P_v = I_2 * R$ ), ma anche le reazioni secondarie. In tal modo si riduce la capacità della batteria (figura 2.16). La capacità  $C$  viene pertanto definita in funzione del tempo di scarica e della temperatura di funzionamento.  $C_{20}$  indica la capacità della batteria quando viene scaricata in 20 ore a una temperatura di 25 °C. Più l'accumulatore è freddo, più la sua capacità è piccola (figura 2.15).

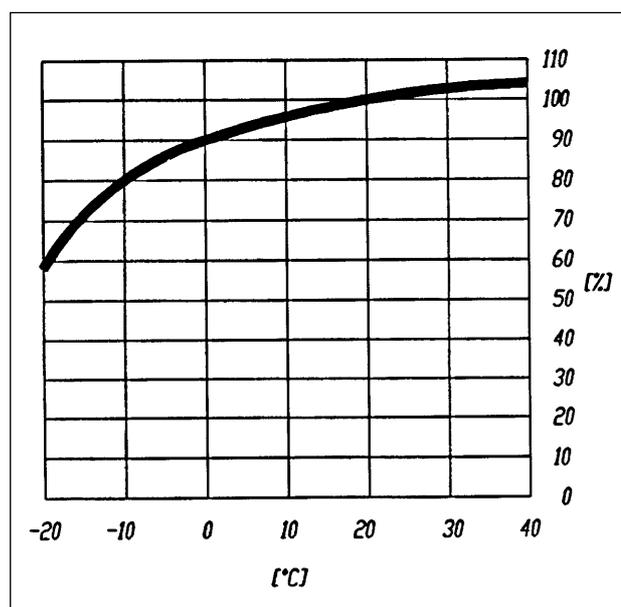


Fig. 2.15 Capacità in funzione della temperatura

In presenza di temperature elevate, le reazioni chimiche avvengono piú in fretta che non a basse temperature; perciò, a temperature elevate, si verifica una maggiore autoscarica. Questo fenomeno è illustrato dal grafico 2.17. La temperatura d'esercizio ideale per gli accumulatori al piombo si situa tra i 15 e i 25 °C.

I 4 peccati mortali nell'uso degli accumulatori al piombo

- 1° Sovraccarica perenne. L'acqua si scompone in miscela tonante e corrode le piastre.
- 2° Scarica profonda. Le griglie delle piastre si trasformano in solfato di piombo e ciò comporta perdite di capacità.
- 3° Stoccaggio in stato di scarica. Le masse attive degli elettrodi formano cristalli di solfato di piombo grossi e duri, e ciò riduce la capacità.
- 4° Basse temperature. Allo stato scarico, l'elettrolito può gelare e distruggere così il contenitore dell'accumulatore.

Perdite degli accumulatori

La trasformazione dell'energia elettrica in energia chimica e la sua ritrasformazione mediante una batteria comporta reazioni collaterali e le corrispondenti perdite. Per descrivere questo tipo di perdite si usa il fattore di carica e scarica. Esso indica, in %, quanta energia deve essere caricata in un accumulatore affinché sia possibile prelevare il 100%. Nel caso degli accumulatori al piombo, si tratta di circa il 120%, per gli accumulatori al nickel-cadmio di circa il 140%. Per il dimensionamento dell'impianto, si usa spesso il valore reciproco del fattore di carica e scarica, il rendimento in Wh:  $\eta_{Wh}$  è di 0,83 per le batterie al Pb risp. di 0,7 per quelle al NiCd. Spesso si trova riportato anche il rendimento Ah, il rapporto tra la quantità di energia addotta e quella prelevabile. Il rendimento Ah è dell'ordine di 0,9 per tutti i tipi di batterie.

Interconnessione di batterie

Volendo connettere le batterie in serie, si collega il polo positivo della prima batteria con quello negativo della seconda. Con la connessione in serie, le tensioni e la capacità espressa in Wh si sommano, mentre la capacità espressa in Ah non subisce alcun cambiamento.

Per connessione in parallelo si intende il collegamento tra poli uguali. Le capacità in Ah e Wh si sommano, mentre la tensione rimane costante. Affinché, con questo tipo di connessione, tutte le batterie risultino caricate uniformemente, occorre che i conduttori tra il centro e il polo negativo risp. positivo siano lunghi uguali.

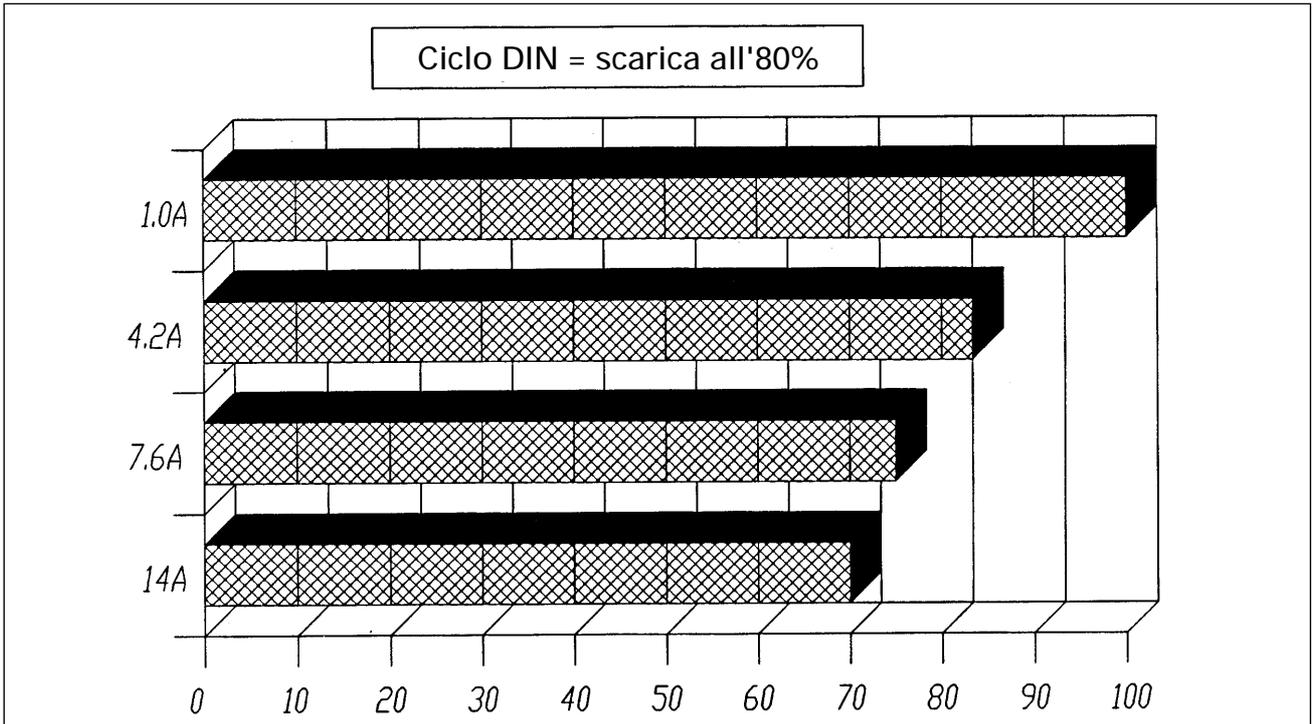


Fig. 2.16 Capacità in funzione della corrente di scarica

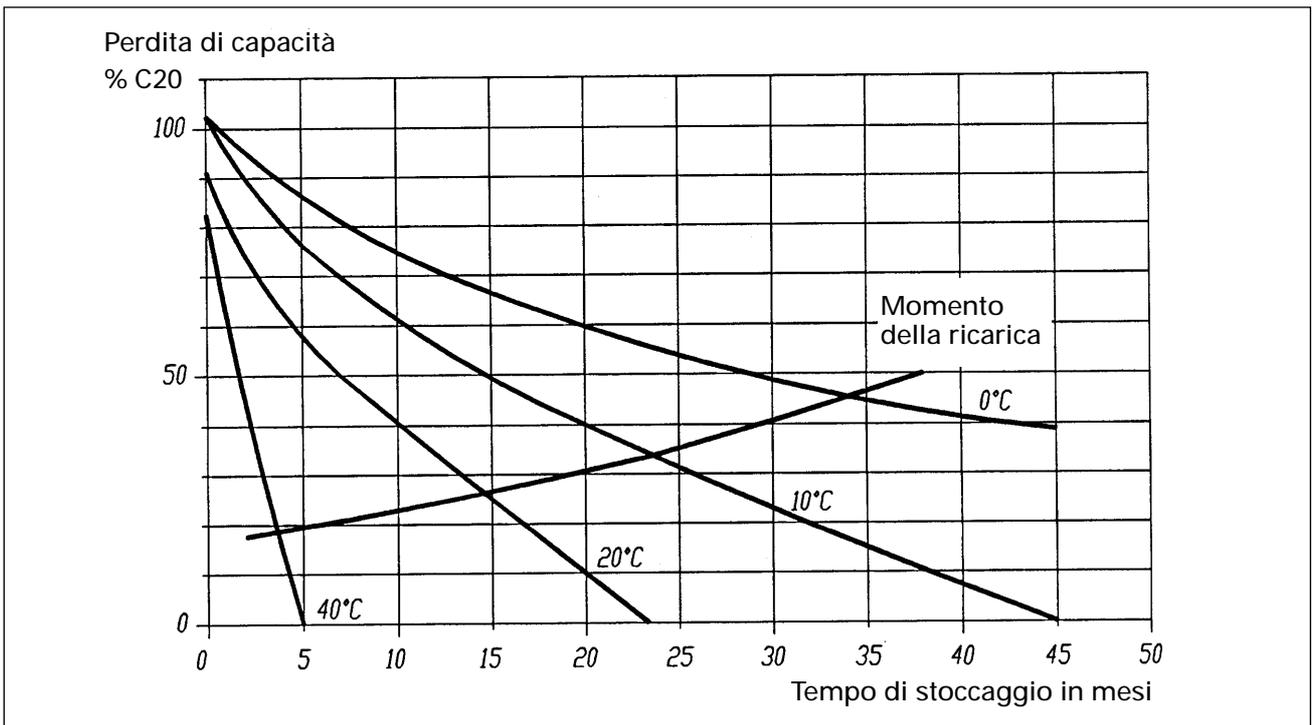


Fig. 2.17 Influenza della temperatura sull'autoscarica

### 2.2.3 Descrizione dei tipi di batterie

In presenza di batterie aperte, gli intervalli di manutenzione possono essere prolungati facendo ricorso a dispositivi di ricombinazione dell'idrogeno. I gas ossigeno e idrogeno prodottisi al momento della carica si congiungono di nuovo per formare acqua, che ritorna alla batteria, riducendo sensibilmente le perdite idriche.

Batterie con piastre positive e negative a griglia

Nelle condizioni cicliche di carica tipiche degli impianti fotovoltaici, le batterie al piombo di tipo stazionario dotate di piastre a griglia durano circa il doppio delle batterie per l'accensione, usate nelle automobili. Esse sono d'altronde state ottimizzate per l'impiego in piccoli impianti fotovoltaici. Le loro caratteristiche particolari sono: debole tasso di autoscarica, resistenza ai cicli, poca manutenzione, tensione finale di carica 2,35 V per cella - tutte le indicazioni specificate secondo le norme DIN - costo contenuto all'acquisto. Con questo tipo di batteria, i costi di accumulo si aggirano tra 0.55 e 2.19 fr./kWh.

Applicazioni:

- impianti fotovoltaici stazionari di pochi watt
- esercizio solo durante la finesettimana
- consumo debole

Nomi dei fabbricati:

Varta Solar, Noack, Günther Solar, Anker, Säntis, LEVO ecc.

Batterie OPzS con piastre positive corazzate

Le batterie a blocchi presentano delle piastre positive corazzate (piastre tubolari) e delle piastre negative a griglia. La lega al piombo contiene selenio e pochissimo antimonio, e ciò garantisce una buona resistenza ai cicli. Caratteristiche particolari di questo tipo di fabbricati sono: eccezionale resistenza ai cicli (circa 3000 cicli con una profondità di scarica del 30%), autoscarica inferiore al 3%, ricaricabilità senza problemi, poca manutenzione, impiego possibile fino -5 °C al massimo, ottimo rapporto tra prezzo e qualità, grande durevolezza. Con questo tipo di batteria i costi di accumulo si aggirano tra 0.18 e 0.50 fr./kWh.

Applicazioni:

- in impianti fotovoltaici ed eolici di media a grande potenza con forte sollecitazione della batteria

- in impianti dotati di ondulatore
- per un fabbisogno energetico quotidiano
- per grandi capacità

Nome del fabbricato:

Varta OPzS.

Batterie a blocchi Vb o OGi con piastre positive tubolari

Nelle batterie a blocchi, le piastre positive tubolari e le piastre negative a griglia sono isolate le une dalle altre mediante separatori microporosi. Un ulteriore involucro in fibre di vetro racchiude l'elettrodo positivo e previene cortocircuiti interni. La speciale lega del blocco e la grande scorta di elettrolito assicurano assenza di manutenzione per 3 anni. Caratteristiche speciali dei fabbricati di questo tipo sono: buona ricaricabilità con correnti deboli (il che rende le batterie a blocchi ideali per le applicazioni fotovoltaiche), grandissima durevolezza, grande resistenza ai cicli (circa 4500 cicli con una profondità di scarica del 30%), enorme rendimento in Ah di 95-98%. I costi di accumulo si aggirano tra 0.18 e 0.64 fr./kWh.

Applicazioni:

- in impianti dotati di ondulatore
- per fabbisogno energetico quotidiano
- per grandi capacità

Nome del fabbricato:

Varta bloc.

Batterie solari chiuse con piastre a griglia

Le batterie chiuse al piombo-calcio, che non richiedono manutenzione, non sono idonee per le scariche profonde e i grandi cicli. Richiedono una protezione dalla scarica completa. Questo tipo di batteria può essere connesso in parallelo. Caratteristiche speciali dei fabbricati di questo tipo sono: autoscarica minore di 2 Ah/mese, scarica massima del 50%, possibilità di connessione in parallelo, buone prove fornite durante molti anni, basso costo. Questo tipo di batteria comporta costi di accumulo di 1.20 fr./kWh.

Applicazioni:

- in piccoli impianti con debole sollecitazione della batteria

Nome del fabbricato:

Delco 2000.

### Batterie solari con elettroliti solidi

Le batterie solari con elettrolito addensato trovano impiego laddove occorre affrontare temperature al di sotto dello zero. Sono robuste e si lasciano trasportare senza problemi in aereo. La durata dei cicli è maggiore che nelle batterie con piastre a griglia, ma nettamente inferiore a quella delle batterie OPzS e Vb. Siccome la cella è molto sensibile alle perdite idriche, il processo di carica deve essere perfettamente adeguato alla batteria. In questo modo si contiene al massimo la formazione di gas. Questo tipo di batterie comporta costi di accumulo di 0.94 a 1.20 fr./kWh.

#### Applicazioni:

- in impianti fotovoltaici piccolissimi, privi di manutenzione, con lampade
- in piccoli impianti fotovoltaici con esercizio ciclico

#### Nomi dei fabbricati:

GNB-Absolyte, Günther SG Solar, Yuasa, GNB-Pro Marine-STOWAWAY, Steco, LEVO Gel Cell, Accu Oerlikon Compact Power.

### Batterie al nickel-cadmio

Queste batterie vengono impiegate in condizioni di temperatura estreme, sia in ambiente tropicale a 55 °C e oltre, sia in ambiente artico fino a -50 °C. Nel caso di piccoli cicli, il rendimento in Ah è di ol-

tre il 95% e, con scariche profonde, ancora del 70%. Le batterie al NiCd possono essere scaricate di tanto in tanto completamente fino all'inversione di polarità. Se le condizioni di funzionamento sono buone, hanno una durata di vita lunghissima. Questo tipo di batteria comporta costi di accumulo di 0.60 fr./kWh.

#### Applicazioni:

- in impianti fotovoltaici con requisiti estremi
- in condizioni estreme di temperatura

#### Nome del fabbricato:

SAB NIFE SUNICA.

#### Per concludere

Una batteria durevole è pesante, ha un piccolo peso specifico (Wh/kg), e costa all'acquisto più di una batteria meno durevole. Quanto più il peso di una batteria (= piccolo peso specifico) e il suo prezzo sono alti, tanto più lunga sarà la sua durata di vita.

#### Smaltimento

Terminato l'uso, tutte le batterie devono essere riportate al punto di vendita. I venditori sono tenuti a riprenderle. Le batterie non devono mai finire tra i rifiuti normali. Le loro componenti principali, quali il piombo, il nickel o il cadmio sono materie prime pregiate, ma anche tossiche, e possono essere riciclate.

Tipo	N. di cicli effettuabili Scarica in %		Peso specifico Wh/kg	Prezzo d'acquisto fr./kWh (1992)	Costi di accumulo fr./kWh (1992)
	75%	30%			
Delco 2000	vietata	800	39,6	273	1.20
Varta Solar	200	800	40,7	259	0.55-1.19
GNB*	500	1600	41,4	450	0.94-1.20
OPzS Solar	1000	2800	36,0	550	0.18-0.50
Varta Bloc	1300	4500	16,4	970	0.18-0.64
SAB Nife	-	circa 3000	20,0	1300	0.60

\* con elettrolito addensato!

Fig. 2.18 Batterie a confronto

## 2.2.4 Sistemi d'esercizio elettronici

Un componente importante per il funzionamento ottimale dell'impianto è il sistema d'esercizio elettronico. Esso contribuisce a coordinare in modo ottimale il generatore solare e l'accumulatore, e a ottimizzare il flusso di energia. Al regolatore si affidano spesso anche compiti di monitoraggio e di indicazione del funzionamento. Per soddisfare i diversi requisiti formulati all'indirizzo dei sistemi d'esercizio si sono messi a punto vari tipi di dispositivi:

- regolatori shunt o paralleli
- regolatori serie
- inseguitori del punto di massima potenza o maximum power tracker (MPT)

Si consiglia la posa di strumenti indicatori. Soprattutto negli edifici abitativi con approvvigionamento di corrente fotovoltaica è consigliabile equipaggiare il sistema d'esercizio con strumenti indicatori. L'esperienza insegna che l'utenza adatta il prelievo di corrente all'offerta disponibile, cosicché risulta possibile prolungare sensibilmente l'autonomia del sistema. Un amperometro e un voltmetro all'entrata, e un voltmetro per misurare la tensione della batteria e un amperometro per indicare la corrente di scarica sono perfettamente sufficienti per una completa valutazione del funzionamento di un impianto fotovoltaico.

Negli impianti situati in luoghi remoti è spesso necessaria una sorveglianza a distanza. Questo è p.e. il caso di un impianto fotovoltaico in Ruanda, sorvegliato sin dal 1984 a partire dalla Svizzera, dove si registra la corrente del generatore fotovoltaico, la tensione della batteria e la resa in amperora. Alle nostre latitudini, la telesorveglianza si pratica di regola per i grandi impianti autonomi o allacciati alla rete. A questo scopo esiste ora un intero ventaglio di apparecchi speciali di misurazione e di registrazione.

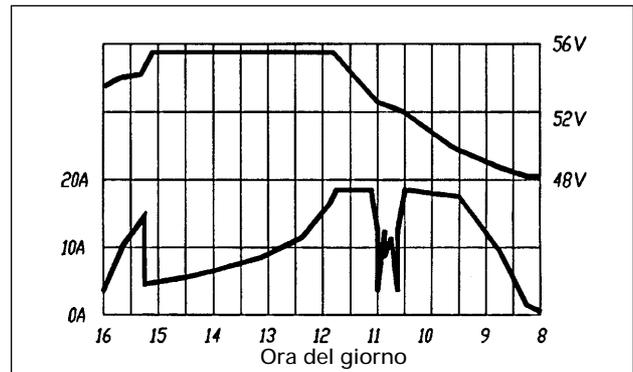


Fig. 2.19 Registrazione di un impianto fotovoltaico nel Terzo mondo

La temperatura della batteria svolge un ruolo importante nella scelta del sistema d'esercizio. Se la temperatura del locale della batteria non si aggira tra i 15° e i 25 °C, si rende necessaria una compensazione della tensione finale di carica. In questo caso, la tensione finale di carica viene corretta di -3 a -6 mV per cella e per ogni °C di aumento della temperatura. Se le correnti in entrata e uscita dalla batteria sono di una certa importanza oppure se grandi distanze separano batteria e sistema d'esercizio, è bene rilevare la tensione della batteria attraverso una condotta di misurazione indipendente, al fine di prevenire possibili errori. Quanto meglio il sistema d'esercizio serve la batteria, tanto più quest'ultima sarà durevole. Le tabelle 2.20 e 2.25 mostrano, a partire dalla classe di potenza del sistema, il campo d'applicazione dei vari tipi di regolatori.

### Perdite dei regolatori di carica

Una parte delle perdite rappresenta il consumo proprio dell'elettronica, che si aggira tra 20 e 60 mW. Notevoli perdite si hanno nella parte di potenza dei regolatori.

A prescindere dal diodo, il regolatore parallelo non ha elementi in serie allacciati ai conduttori che portano la potenza, e pertanto non crea praticamente alcuna perdita nell'esercizio (v. schema 2.21).

Il regolatore serie ha incorporato longitudinalmente un transistor di potenza. Questo si comporta come una resistenza seriale e causa perdite proporzionali al quadrato della corrente (v. figura 2.22). L'impiego di modernissimi power-MOSFET ha consentito di ridurre tali perdite nell'ambito delle piccole e medie correnti.

Gamma di potenza del sistema	Potenza del generatore fotovoltaico	Sistema d'esercizio/ regolatore	Possibili applicazioni
microwatt	$\mu\text{Wp}$	diodo	orologi solari
milliwatt	$\text{mWp}$ – $\text{Wp}$	regolatore a due punti	lampade solari
fino a 30 W	$\text{Wp}$ – $200 \text{ Wp}$	regolatore parallelo	approv. di corrente
10 a 40 W	$50\text{Wp}$ – $400 \text{ Wp}$	regolatore serie	approv. di corrente
20 a 200 W	$200 \text{ Wp}$ – $2000 \text{ Wp}$	MPT	approv. di corrente

Tab. 2.20 Sistemi d'esercizio

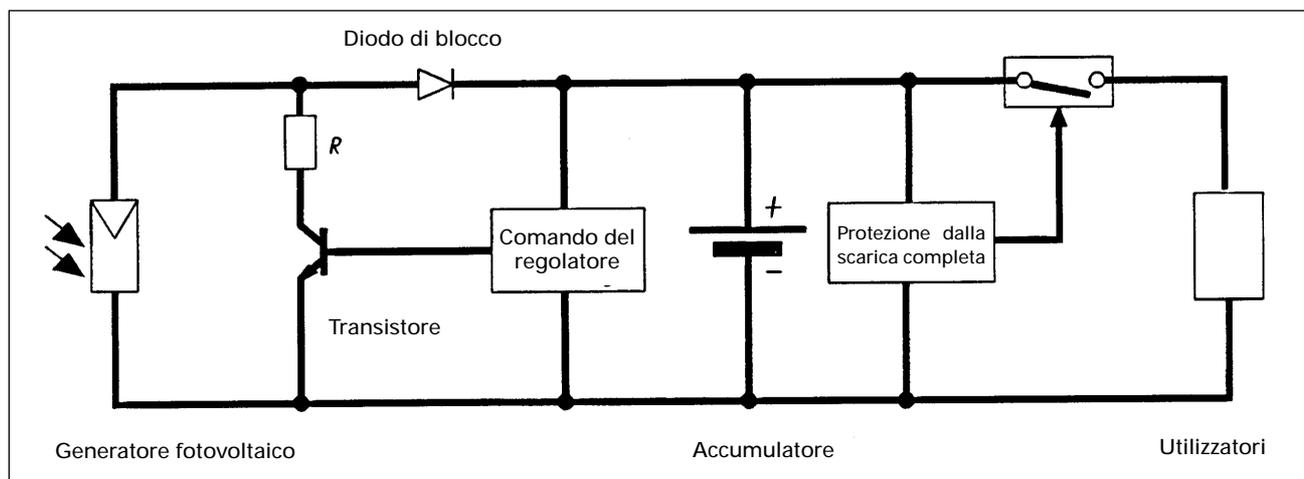


Fig. 2.21 Regolatore parallelo

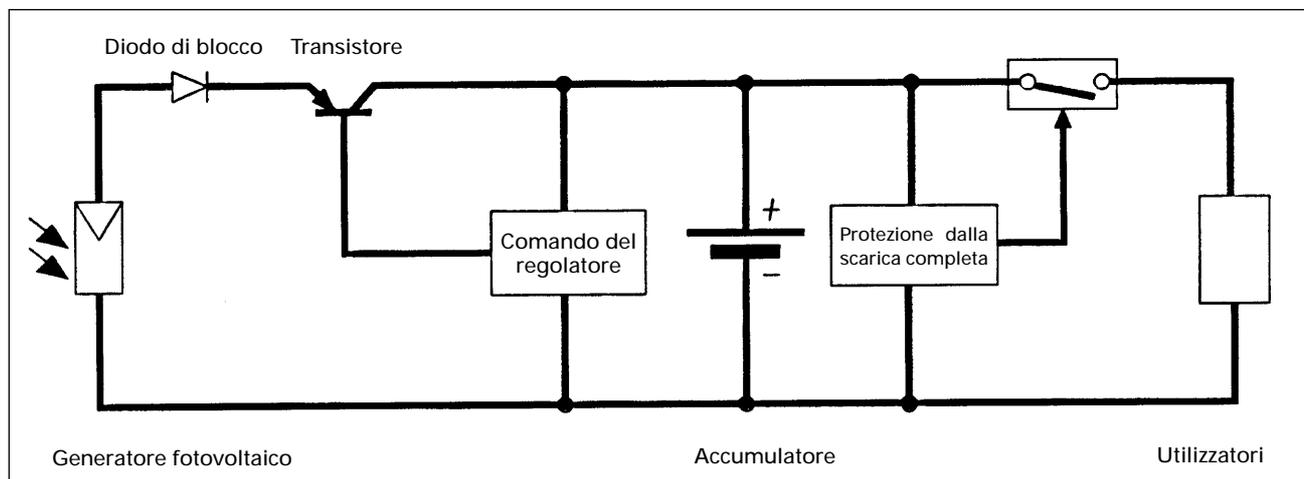


Fig. 2.22 Regolatore serie

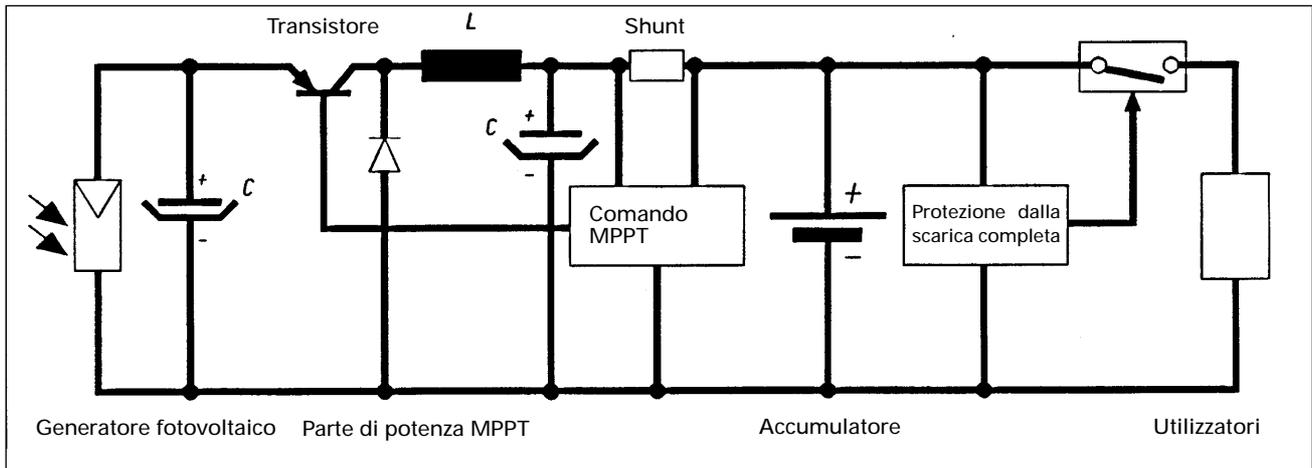


Fig. 2.23 Maximum power tracker (MPT)

Il regolatore serie e il regolatore parallelo assicurano il funzionamento del generatore fotovoltaico a una tensione leggermente superiore a quella dell'accumulatore. Il punto di massima potenza (MPP) del generatore fotovoltaico è però solitamente più alto. Ciò significa che con questi regolatori non si stabilisce il massimo punto di funzionamento possibile per il generatore fotovoltaico, bensì un punto di funzionamento leggermente peggiore (con perdite fino al 20%, secondo la tensione nominale del generatore). Determinante a questo proposito è lo scarto tra la tensione nominale nell'MPP e la tensione d'esercizio effettiva del generatore. Il maximum power tracker riesce a trovare il punto di funzionamento ottimale indipendentemente dalla tensione del sistema. Per ciò è necessario, oltre a un'elettronica di regolazione e di controllo un po' più sofisticata, disporre di un convertitore DC/DC. La tensione auspicata viene regolata con il trasferimento alterno del carico tra capacità (C) e induttività (L) mediante un regolatore elettronico (di regola del tipo FET). Oltre alle perdite dovute alla resistenza si verificano soprattutto perdite di commutazione; ma anche le perdite di trasferimento a C e a L non devono essere sottovalutate. A differenza di quanto accade con i due altri tipi di regolatori, in questo caso, il generatore fotovoltaico non conosce un punto di funzionamento fisso, ma viene sempre mantenuto in prossimità dell'MPP (v. figura 2.24). Ciò spiega perché i convertitori adattanti con regolazione dell'MPP sono in grado, nonostante le maggiori perdite, di trarre dal generatore fotovoltaico una potenza maggiore che non gli altri due tipi di regolatori. Il maggior prez-

zo d'acquisto si giustifica per gli impianti a partire da 200 Wp circa. È comunque inerente ai sistemi autonomi che, al momento della piena carica dell'accumulatore, tutta la potenza fornibile dal generatore vada persa.

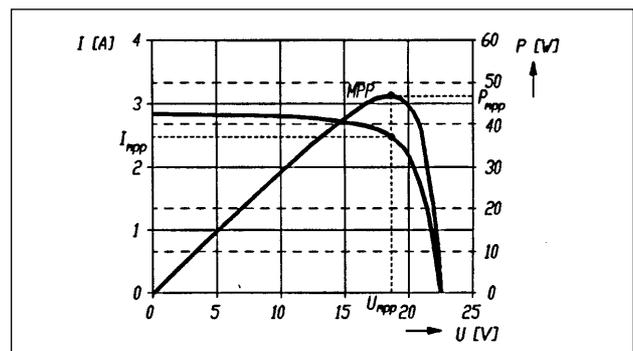


Fig. 2.24 Caratteristica di un modulo cristallino

Gamma di potenza	Regolatore parallelo	Regolatore serie	MPPT
< 50 Wp	***	***	*
50–200 Wp	**+	***	**
> 200 Wp	*+	**+	***

\*\*\* molto idoneo

\* non idoneo

\*\* possibile

+ Diventa critico evacuare la potenza dissipata.

Tab. 2.25 Campo d'applicazione dei regolatori di carica

## 2.3 Dimensionamento degli impianti autonomi

### Condizioni generali

Per dimensionare un impianto fotovoltaico autonomo, occorre anzitutto verificare il quadro generale. Bisogna conoscere l'irraggiamento  $G(\beta, \gamma)$  nel luogo in cui si prevede di ubicare l'impianto, le condizioni di ombreggiamento (quotidiano e stagionale) vigenti, la riflessione, l'angolo di inclinazione e di orientamento rispetto al Sud (capitolo 1.1, 1° a 4° passo).

Inoltre, interessa conoscere il tipo e la durata di inserimento degli utilizzatori, sapere se vengono usati d'estate o d'inverno, durante la finesettimana, per un certo numero di settimane o in permanenza, e se trovano impiego, parzialmente o esclusivamente, degli utilizzatori a corrente alternata da 230 V.

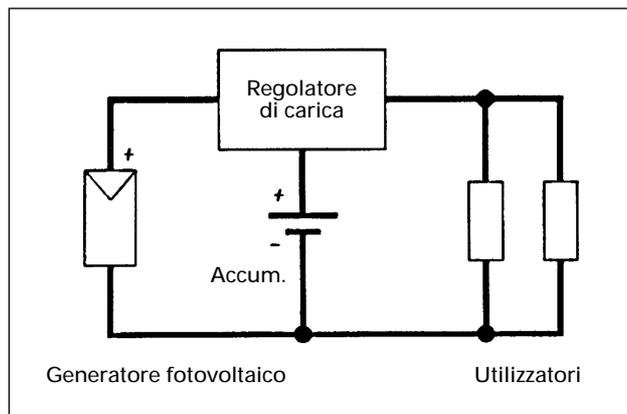


Fig. 2.26 Schema di un impianto autonomo

### Definizioni

Già da queste condizioni generali si lasciano spesso desumere sommariamente i parametri relativi all'autonomia e al tempo di ripristino del sistema. L'autonomia indica per quanto tempo il consumo normale è assicurato dall'accumulatore senza che vi sia bisogno di ulteriore energia in provenienza dai moduli. Il tempo di ripristino è il periodo richiesto affinché l'accumulatore scarico si possa ricaricare completamente in condizioni di consumo normale.

Nel caso di impianti utilizzati solo temporaneamente, come base di calcolo si può considerare un periodo comprendente una fase di uso e una di ripristino. Queste corrispondono in genere con l'autonomia e il tempo di ripristino del sistema.

### Dimensionamento dell'accumulatore 5° passo

La grandezza dell'accumulatore si calcola con la formula 2.2:

$$Q_B = \frac{W_T * n_A}{U_s * t_z} \quad (2.2)$$

dove:

$Q_B$  = carica dell'accumulatore [Ah]

$W_T$  = consumo energetico giornaliero [Wh]

$U_s$  = tensione del sistema [V]

$t_z$  = profondità dei cicli (60% = 0.6)

$n_A$  = autonomia del sistema in giorni

Nell'intento di semplificare, per il consumo energetico useremo qui il consumo giornaliero. Nella pratica saranno tuttavia frequenti i casi in cui il consumo determinante sarà quello della finesettimana (case occupate solo durante la finesettimana) o quello mensile (cassette di vacanza).

Volendo scegliere l'accumulatore più idoneo, occorre considerare il tempo di scarica richiesto. La capacità di un «accumulatore al piombo da 110 Ah» del tipo correntemente reperibile sul mercato è grosso modo di 77 Ah a C5 (scarica sull'arco di 5 ore), di 84 Ah a C10, e di 110 Ah a C100. Tempi di scarica di cinque ore sono piuttosto rari negli impianti fotovoltaici, ma possono nondimeno verificarsi in presenza di ondulatori, pompe o motori. A dipendenza del tipo di uso (quotidiano o settimanale), nella pratica si fanno i calcoli con i valori per C20 o C100.

La capacità dipende inoltre dalla temperatura ambiente. La capacità nominale è indicata solitamente per 20 °C. Nel caso degli accumulatori al piombo, tale valore aumenta di circa lo 0.8% per ogni °C al disopra dei 20 °C; mentre diminuisce di circa l'1.5% per ogni °C al disotto dei 20 °C. Se la batteria si trova in un locale con delle temperature tra i 10 e i 30 °C, questo effetto può essere trascurato; se invece l'impianto è molto sollecitato soprattutto d'inverno con temperature sotto lo zero, si dovrà assolutamente tenerne conto. In simili situazioni estreme si dovrà inoltre considerare che un accumulatore al piombo con elettrolito liquido in condizioni di carica completa sopporta temperature fino a 15 °C senza subire danni di rilievo, mentre in condizioni di scarica arriva solo fino a 0 °C.

Gli accumulatori al piombo da 12 V con piastre a griglia non dovrebbero, durante i cicli normali, essere scaricati al disotto di 11.4 V (C5) risp. 11.8 V (C100): ciò corrisponde a un prelievo di circa il 60% della carica. Quando il prelievo è dell'80% e oltre, si entra in uno stato di scarica profonda, e questo comporta un danno permanente.

In presenza di un ondulatore nella gamma di potenze tra 2 e 3 kVA, l'accumulatore deve spesso fornire correnti di oltre 100 A. Per prolungare la sua durata, si consiglia di ridurre la profondità del ciclo di circa il 10%.

Considerate queste caratteristiche dell'accumulatore, la profondità del ciclo è stabilita tra 0.6 e 0.4.

Ventilazione del locale dell'accumulatore  
6° passo

A dipendenza della grandezza degli accumulatori richiesti, si dovrà prevedere uno speciale locale-batterie con una ventilazione sufficiente (ciò vale in misura più limitata anche per gli accumulatori che non richiedono manutenzione). La norma VDE stabilisce i requisiti per i pavimenti, il tinteggio delle pareti, la protezione delle acque e altre misure di sicurezza importanti per i locali che albergano batterie.

$$V_L = 0.05 * I * n \quad (2.3)$$

$V_L$  = portata d'aria [m<sup>3</sup>/h]  
0.05 = fattore di diluizione e sicurezza  
 $n$  = numero di celle a 2 V  
 $I$  = 1 A di forza della corrente per ogni 100 Ah  $Q_B$

A titolo di confronto, un ventilatore assiale (del diametro di 12 cm) e con una potenza di 2.4 W fa circolare circa 80 m<sup>3</sup>/h d'aria.

Dimensionamento  
del generatore fotovoltaico  
7° passo

Quando i dati del sistema sono noti, si calcola l'energia richiesta quotidianamente dal generatore usando la formula seguente (gli addendi significano: ripristino del sistema, consumo giornaliero, autoscarica):

$$E_T = \frac{1}{k_R} * \left( \frac{U_S * Q_B * t_Z}{\eta_E * \eta_{Wh}} + \frac{W_T}{\eta_{Wh}} + \frac{s * Q_B * U_S}{30 d} \right) \quad (2.4)$$

dove:

$E_T$  = apporto minimo di energia del generatore fotovoltaico per giorno in Wh

$\eta_E$  = tempo di ripristino del sistema in giorni

$\eta_{Wh}$  = rendimento di carica e scarica per un accumulatore al piombo circa 0.83

$s$  = fattore di autoscarica

$k_R$  = fattore di correzione per il regolatore

Benché l'autoscarica (v. ultimo addendo) assuma una certa importanza nel bilancio energetico, in una prima approssimazione si trascurava spesso di considerarla. Il fattore di autoscarica è di circa 0.05 (5% della capacità nominale per mese) per le batterie con piastre a griglia, mentre è di circa 0.03 per gli accumulatori industriali.

Il fattore di correzione per il regolatore di carica  $k_R$  considera le perdite del regolatore stesso, ma anche le perdite dovute agli scarti esistenti tra la tensione d'esercizio del generatore e la tensione MPP in condizioni standard, e che sono causati dalle variazioni di temperatura.

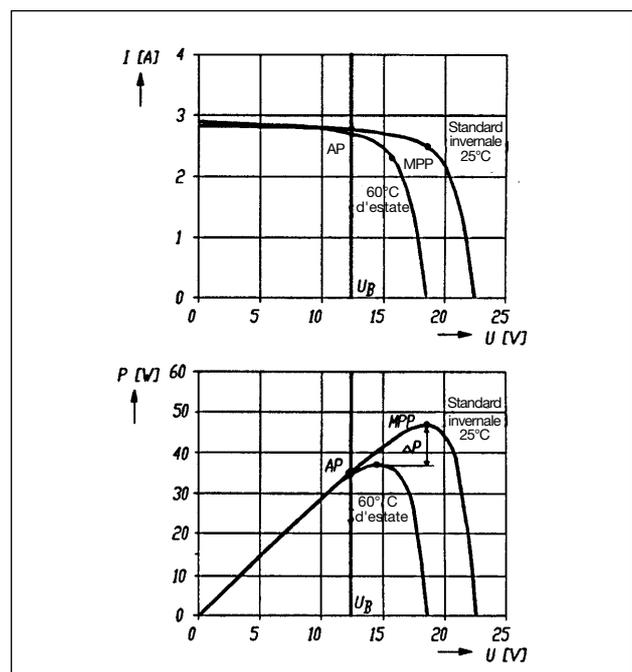


Fig. 2.27 Caratteristica del modulo

La figura 2.27 illustra come la tensione d'esercizio del generatore fotovoltaico dipenda dall'accumulatore qualora vengano impiegati regolatori paralleli o serie. In simili impianti, il punto di funzionamento effettivo del generatore non dipende praticamente affatto dalla temperatura. Come fattore di correzione per il regolatore  $k_r$  si può assumere il valore di 0.8, a dipendenza del rapporto esistente tra tensione nominale dei moduli (a 25 °C) e tensione dell'accumulatore.

In presenza di un maximum power tracker, occorre distinguere tra inverno ed estate. Per  $k_r$  si computa il valore di 0.95 per i mesi invernali e di 0.8 per quelli estivi. Questa differenza è determinata dal fatto che l'MPP dipende dalla temperatura (v. figura 2.27).

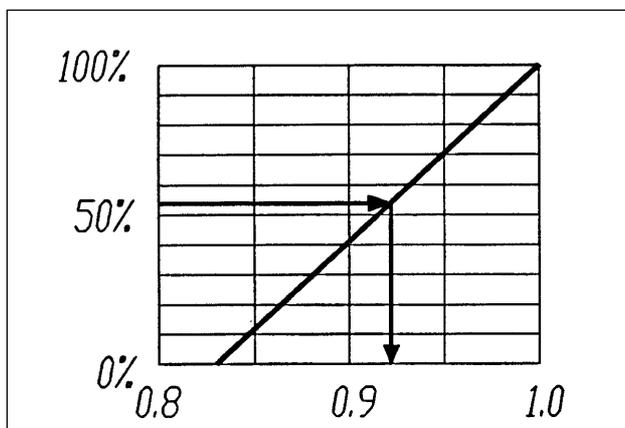


Fig. 2.28 Influenza della durata dell'esercizio diretto in % sul rendimento in wattora  $\eta_{wh}$

La formula 2.4 non considera quanta energia viene consumata direttamente senza passare attraverso la batteria per lo stoccaggio intermedio. Di regola, ciò incide in maniera trascurabile, ma se di giorno il consumo è notevole (frigorifero, emittente radio), si adatta proporzionalmente il rendimento  $\eta_{wh}$  da 0.83 a 1.00.

Tra l'apporto di energia  $W_s$  richiesto quotidianamente e la potenza nominale del generatore  $P_N$  da installarsi (potenza del generatore in condizioni standard, 1000 W/m<sup>2</sup> di irraggiamento solare, temperatura delle celle a 25 °C) esiste il seguente legame:

$$P_N = \frac{30 * E_T * G_N}{G(\beta, \gamma) * k_G} \quad (2.5)$$

dove:

$P_N$  = potenza nominale del generatore (kW)

$E_T$  = apporto energetico giornaliero (kWh)

$G_N$  = irraggiamento solare su cui si basa la definizione della potenza nominale (kW/m<sup>2</sup>)

$G(\beta, \gamma)$  = irraggiamento reale (kWh/m<sup>2</sup>)

$k_G$  = fattore di correzione per il generatore (0.9-0.95)

Il fattore 30 considera la conversione dell'apporto energetico dai valori giornalieri a quelli mensili; mentre il fattore di correzione indicato per il generatore considera sia la tolleranza di potenza delle celle al silicio (v. tabella 3.8), sia l'insudiciamento dei moduli, sia le perdite nei conduttori.

Modalità di calcolo

La sequenza calcolatoria presentata sopra viene mantenuta nella prima fase. Poi occorre raffrontare i valori calcolati ai dati dei prodotti reperibili sul mercato. Per le necessità della pratica, si consiglia di arrotondare per difetto nel caso del generatore fotovoltaico, e di arrotondare per eccesso in quello degli accumulatori. Questo sia perché i generatori sono più costosi degli accumulatori, sia perché, volendo potenziare ulteriormente l'impianto, si potranno sempre allacciare altri moduli. Eventuali nuovi accumulatori non possono tuttavia essere connessi con quelli già usati. Gli accumulatori sovradimensionati hanno inoltre il vantaggio di essere più durevoli.

Una volta determinato il generatore fotovoltaico, si calcola a ritroso, osservando di quanto si modifica il tempo di ripristino del sistema ed eventualmente anche l'autonomia. A dipendenza del risultato conseguito saranno necessari o no altri calcoli.

Quali sussidi per il dimensionamento di impianti autonomi hanno dato buone prove i formulari di rilevamento e le calcolatrici tascabili. Si possono naturalmente anche impiegare programmi per PC basati su calcolazioni tabellari. Un formulario per il rilevamento dei dati necessari per la progettazione di un impianto autonomo è riportato a pagina 41.

Formulario di rilevamento dei dati - Approvvigionamento di corrente fotovoltaica mediante un impianto autonomo

Cognome: \_\_\_\_\_ Nome: \_\_\_\_\_

Via: \_\_\_\_\_ NPA/località: \_\_\_\_\_

Tel. priv.: \_\_\_\_\_ Tel. uff.: \_\_\_\_\_

Tipo e ubicazione dell'oggetto: \_\_\_\_\_

Impiego:

quotidiano:                      inverno                       estate                       primavera/autunno

settimanale:                      inverno                       estate                       primavera/autunno

finesettimana:                      inverno                       estate                       primavera/autunno

altro: \_\_\_\_\_

Utilizzatori:

Numero (pezzi)	Apparecchi	Potenza (W)	Tempo di impiego (h)	Consumo (Wh)
_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____

Utilizzatori di corrente alternata a 230 V

_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____

Consumo totale per mese/settimana/giorno \_\_\_\_\_

Tensione nominale dell'impianto: \_\_\_\_\_ V    Autonomia (min.): \_\_\_\_\_ [giorni]

Funzionamento dell'onduatore: \_\_\_\_\_    Tempo di ripristino (max.): \_\_\_\_\_ [giorni]

Temperatura minima nel locale batterie: \_\_\_\_\_ °C

Risultati del calcolo:

Estate:  $G_{mp}(\beta/\gamma)$ : \_\_\_\_\_ kWh/m<sup>2</sup>  $n_A$ : \_\_\_\_\_ D  $n_E$ : \_\_\_\_\_ D Accu: \_\_\_\_\_ Ah Generatore: \_\_\_\_\_ Wp

Inverno:  $G_{mp}(\beta/\gamma)$ : \_\_\_\_\_ kWh/m<sup>2</sup>  $n_A$ : \_\_\_\_\_ D  $n_E$ : \_\_\_\_\_ D Accu: \_\_\_\_\_ Ah Generatore: \_\_\_\_\_ Wp

Leggenda:  $G_{mp}(\beta/\gamma)$  = massima potenza conseguibile,  $n_A$  = autonomia del sistema,  $n_E$  = tempo di ripristino del sistema



---

## 3. Impianti allacciati alla rete

---

3.1	Impianti monofase	44
3.1.1	Principio di funzionamento	44
3.1.2	Panoramica del mercato degli ondulatori monofase	46
<hr/>		
3.2	Impianti trifase	47
3.2.1	Principio di funzionamento	47
3.2.2	Panoramica del mercato degli ondulatori trifase	48
<hr/>		
3.3	Resa di corrente degli impianti allacciati alla rete (impianti autonomi con regolazione MPP)	49
3.3.1	Calcolo della resa energetica	49
3.3.2	Rendimento ponderato	51
3.3.3	Esempio di calcolo della resa	51

---

## 3. Impianti allacciati alla rete

Costruendo un impianto fotovoltaico, è possibile rinunciare all'accumulatore ovunque vi sia una rete di distribuzione sufficientemente forte. In questo caso, l'impianto viene allacciato direttamente alla rete mediante un ondulatore. La rete, o piú precisamente le centrali ad accumulazione, assumono in questa configurazione la funzione dell'accumulatore. L'ondulatore, vero cuore dell'impianto, deve essere scelto con molta cura.

Da pochi anni soltanto è possibile allacciare gli impianti fotovoltaici alla rete distributiva pubblica. Il grande vantaggio di questa soluzione è che rende superfluo l'accumulatore: la sua funzione viene infatti assolta da quell'accumulatore infinitamente piú grande che è la rete stessa. Non appena un impianto fotovoltaico immette corrente nella rete, si risparmia acqua in una delle tante centrali idriche. Quest'acqua può in seguito essere utilizzata per produrre corrente, sia di notte, sia in periodi di cattivo tempo.

La tabella 3.1 elenca alcuni importanti parametri degli impianti allacciati alla rete. I dati rappresentano valori medi e possono subire variazioni anche notevoli a dipendenza dell'ubicazione e del tipo di impianto.

Produzione	950 kWh/kW installato
Caratteristica di produzione annuale	65% d'estate 35% d'inverno
giornaliera	70% tra le ore 10 e le ore 15
Fabbisogno di superficie	8,5 m <sup>2</sup> /kW di modulo
Costi dell'allacciamento alla rete	Fr. 18'000.-/kW
Prezzo di costo della corrente prodotta in impianti allacciati alla rete	Fr. 1.50/kWh

Tab. 3.1 Dati degli impianti allacciati alla rete

Con l'allacciamento degli impianti fotovoltaici, oltre alla sua tradizionale funzione distributiva dal grande produttore alla piccola utenza, la rete pubblica assolve anche un nuovo compito: si presta a compensare le eccedenze e le carenze di corrente prodotta col sole. La direzione del flusso energetico non è piú prestabilita a priori. Per ulteriori informazioni e approfondimenti si rimanda a [1].

### 3.1 Impianti monofase

#### 3.1.1 Principio di funzionamento

La figura 3.2 illustra il funzionamento di un impianto allacciato alla rete. I moduli fotovoltaici convertono l'irraggiamento solare in corrente continua. La potenza dei moduli è direttamente proporzionale alla potenza irraggiata dal sole. Piú moduli connessi in serie formano una stringa, e piú stringhe connesse in parallelo creano il generatore fotovoltaico. I conduttori delle stringhe vengono convogliati in una scatola di giunzione, dove diodi di blocco provvedono al disaccoppiamento. Una valvola bipolare consente di disgiungere le singole stringhe dal generatore. Negli impianti di questa grandezza, è ben raro che si adottino la commutazione a matrice o l'interconnessione seriale e parallela.

Una condotta schermata conduce dalla scatola di giunzione all'ondulatore, che trasforma la corrente continua di origine solare in corrente alternata conforme alla rete. L'ondulatore può essere disgiunto dalla corrente su entrambi i versanti. Con la corrente prodotta si alimentano anzitutto gli utilizzatori presenti nell'edificio, mentre l'eccedenza viene immessa nella rete attraverso i contatori.

#### Nota

In tempi recentissimi, i costi hanno subito un notevole calo. Al momento di andare in stampa con l'edizione italiana (nov. 1994), il mercato offriva impianti a prezzi fino al 30% inferiori a quelli indicati.

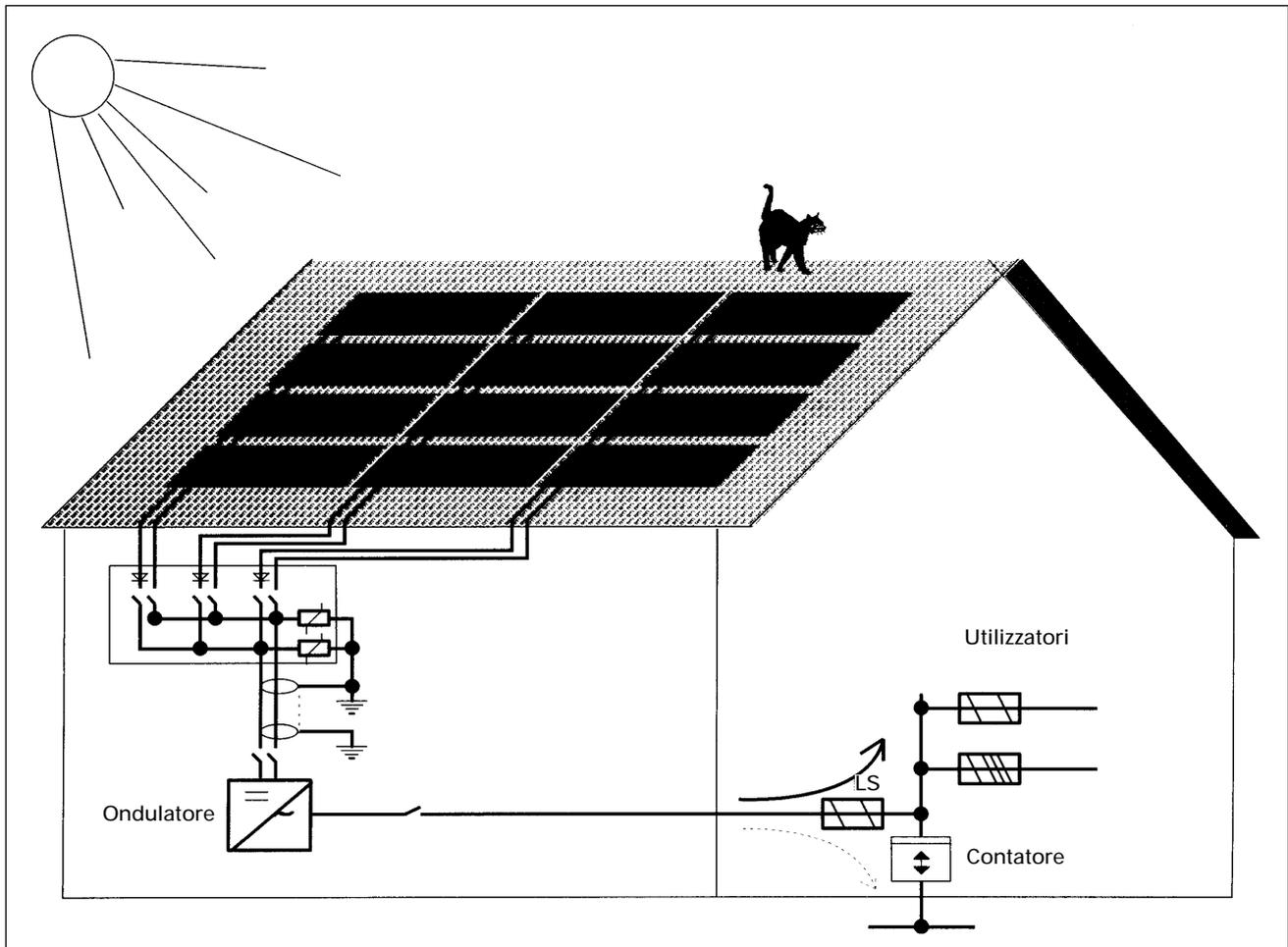


Fig. 3.2 Schema di principio di un impianto allacciato alla rete

Gli impianti del tipo descritto sono tipici per le case unifamiliari. La potenza del generatore fotovoltaico si aggira tra 1,5 e 3 kWp. Più impianti monofase possono immettere parallelamente la corrente nella rete. Per potenze maggiori trovano tuttavia impiego anche gli ondulatore trifase.



Fig. 3.3 Impianto fotovoltaico in costruzione

### 3.1.2 Panoramica del mercato degli ondulatori monofase

I fattori che contano nella valutazione di un ondulatore sono: il rendimento di conversione, la qualità della corrente immessa nella rete, e la predisposizione alle disfunzioni. Il prezzo dell'apparecchio dovrebbe entrare in linea di conto solo in un secondo tempo. Per avere possibilità di confronto in merito al rendimento, occorre calcolare il «rendimento europeo ponderato». Con questo calcolo si tiene conto delle condizioni mitteleuropee d'irraggiamento e, con ciò, anche del carico reale dell'ondulatore. A titolo di complemento dei diagrammi di rendimento degli ondulatori SI-3000 e SOLCON presentati in [1], riportiamo qui ulteriori fabbricati.

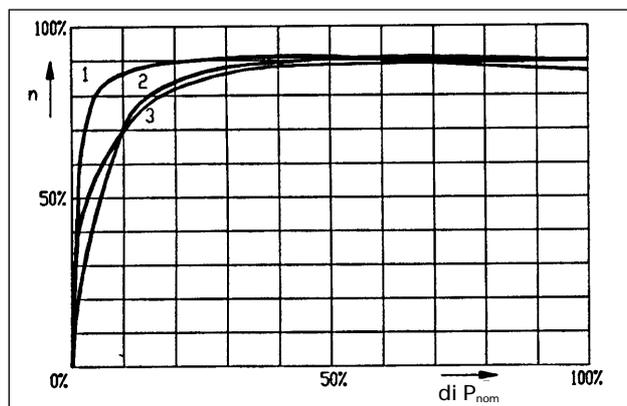


Fig. 3.4 Curve di rendimento  
 1 Solcon 3300  
 2 SMA PV-WR 1500  
 3 Siemens 3kW

La tabella 3.5 mette a confronto i dati essenziali di una serie di ondulatori. Ecco qui spiegati i singoli punti.

Regolazione dell'MPP. Eccetto Egir 10, tutti gli ondulatori elencati sono dotati di una regolazione dell'MPP, grazie alla quale il generatore fotovoltaico fornisce sempre la massima potenza possibile. Per un giudizio qualitativo su questa regolazione non sono ancora disponibili dati affidabili.

Rendimento europeo. Questo valore fornisce informazioni sulla qualità della conversione da corrente continua in corrente alternata. Funge da base per il confronto del rendimento nell'esercizio ed è il valore usato per il calcolo della resa. Filtri

di rete, regolazione dell'MPP e altro non vi sono contemplati. Il calcolo del rendimento europeo ponderato segue al capitolo 3.3.2.

Filtri di rete. Per assicurare un funzionamento indisturbato, per rispettare le norme previste per sopprimere i radiodisturbi e per rispettare le norme qualitative sulla corrente, alcuni ondulatori richiedono la posa di un filtro di rete.

Sovraccaricabilità. Al momento di dimensionare un impianto è inevitabile che ci si debba interrogare su come scegliere il rapporto tra la potenza nominale del generatore fotovoltaico e quella dell'ondulatore. Se il generatore può essere dimensionato più grande della potenza nominale dell'ondulatore, si avrà un rapporto favorevole. La premessa è tuttavia che, in caso di sovraccarico (giornata serena, fredda), l'ondulatore non subisca danni.

Nel migliore dei casi, l'ondulatore regola il punto di funzionamento del generatore a partire dall'MPP al fine di proteggersi dal sovraccarico. Nel peggiore dei casi, si trova distrutto dal sovraccarico. Eventualmente, l'ondulatore si disgiunge dalla rete fintanto che si presenta una potenza troppo elevata. In questo modo, la perdita rimane contenuta, ma si manca il periodo più produttivo per l'impianto fotovoltaico.

In merito al sovraccarico, sono disponibili dati sicuri solo sui modelli SMA, Siemens, Top Class e Solcon. Lo SMA, il Siemens, il Top Class riducono il carico, mentre il Solcon si disinserisce dalla rete per poi reinserirsi quando il sistema è di nuovo sotto il carico limite.

Tipo	Potenza nominale VA	Tensione VDC	Potenza d'inserimento WDC	Separazione galvanica	Rendimento europeo in %
SI-3000	3000	48	100	trasf. AF	90*
Solcon	3300	96	60	trasf. AF	90*
SMA PV-WR-1500	1500	96	50	trasf. AF	85*
SMA PV-WR-1800	1800	96	50	trasf. AF	–
Siemens 1,5 kW	1500	90	50	trasf. BF	89**
Top Class 1500	1500	64	–	trasf. BF	94***
Top Class 1500	3000	64	–	trasf. BF	94***
Victron Ecoverter	1000	80	–	trasf. AF	93***
Egir 10	1700	165	17	trasf. BF	89*
NEG 1400	1400 300	70	20	trasf. BF	84**

\* secondo misurazioni della Scuola d'ingegneria di Burgdorf

\*\* secondo scheda-dati

\*\*\* valore di picco secondo scheda-dati

Tab. 3.5 Ondulatori monofase a confronto

## 3.2 Impianti trifase

### 3.2.1 Principio di funzionamento

Gli impianti trifase funzionano secondo lo stesso principio che regge quelli monofase. L'ondulatore trifase assolve un compito in piú, ed è quello di ripartire uniformemente la potenza elettrica prodotta sulle tre fasi della rete. La figura 3.6 mostra lo schema di principio di un simile apparecchio. I vantaggi di un impianto cosí concepito sono anzitutto:

- una struttura chiara e semplice
- un carico uniforme sulla rete

Uno svantaggio è che, in caso di guasto all'ondulatore, tutto l'impianto rimane colpito. Se invece vi fossero vari piccoli impianti paralleli, la maggior parte della potenza solare rimarrebbe estraibile e l'immissione nella rete non subirebbe arresti.

Per questa ragione, è stato messo a punto un ondulatore trifase a struttura modulare. Piú unità modulari uguali trasformano la corrente continua in corrente alternata. Un eventuale guasto coinvolge solo l'unità difettata, cosicché la maggior parte della potenza continua ad andare in rete (sistema Invertomatic).

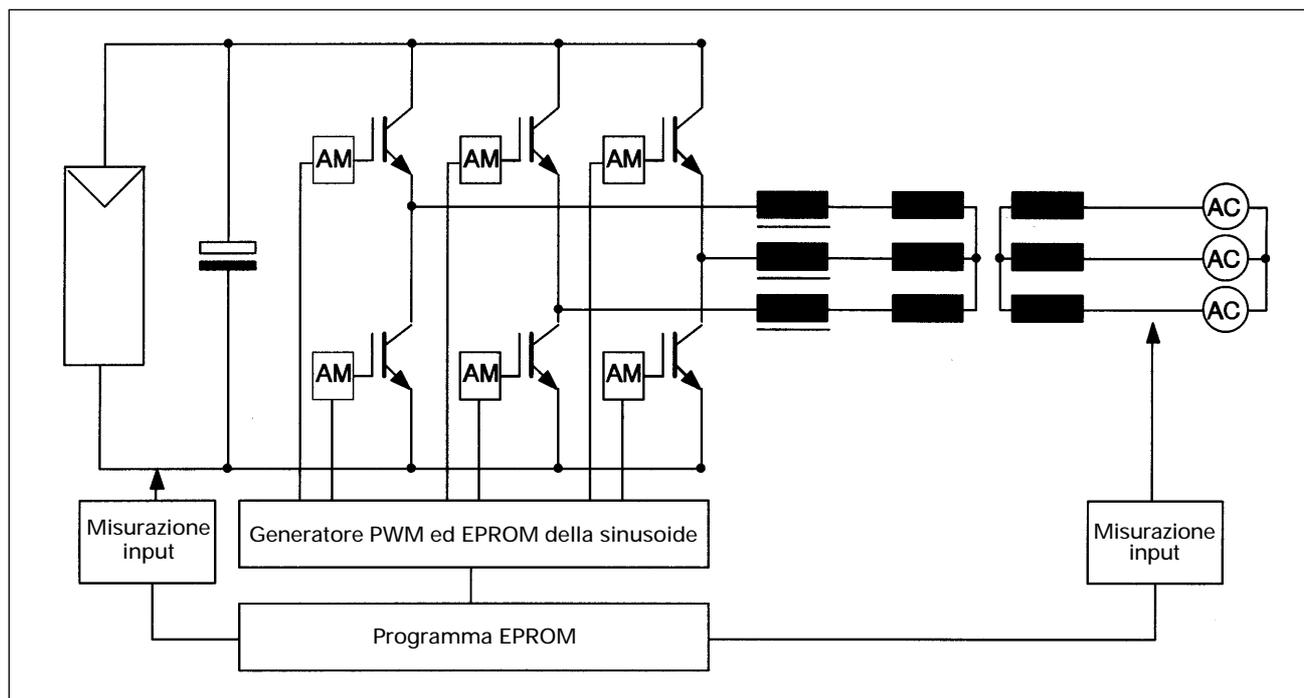


Fig. 3.6 Schema di principio di un ondatore trifase

### 3.2.2 Panoramica del mercato degli ondulatori trifase

La tabella 3.7 riassume alcuni importanti dati sugli ondulatori trifase. Seguono qui alcune spiegazioni.

**Gamma di potenze.** La maggior parte dei costruttori offre tutto un ventaglio di apparecchi. Per le grandissime potenze vengono forniti apparecchi su misura.

**Tensione d'entrata DC.** Le tensioni DC sono molto alte. Non tutti i moduli fotovoltaici sono idonei per questo tipo di impiego. La tensione di prova  $U_p$ , con la quale vengono collaudati i moduli, indica qual è la tensione  $U_{sis}$  ammessa per il sistema [14]. Nelle giornate fredde, la tensione a vuoto massima non deve superare la tensione calcolata per il sistema.

$$U_{sis} = \frac{U_p - 1000 \text{ V}}{2} \quad (3.1)$$

**Alcuni ondulatori lavorano con un generatore fotovoltaico suddiviso in gruppi positivi e negativi.** La tensione massima verso terra si riduce così alla metà (Siemens, Invertomatic). I gruppi uniti insieme devono essere soleggiati allo stesso modo affinché l'ondatore risulti caricato uniformemente.

**Rendimento europeo.** I valori elencati sono presi dalle schede-dati, che riportano solo i rendimenti di picco. Fa eccezione il piccolo ondatore Siemens da 3 a 5 kW di potenza.

**Regolazione dell'MPP.** Tutti gli apparecchi elencati sono dotati di una regolazione dell'MPP, la cui bontà è specificata nella scheda-dati. Non sono disponibili misurazioni fatte da un ente neutrale.

Tipo	Potenza nominale VA	Tensione VDC	Potenza d'inserimento WDC	Separazione galvanica	Rendimento europeo in %
AEG - Telefunken	12'000-150'000	420		trasf. BF	89-92
Invertomatic	15'000- 80'000	760 (2*380)	400	trasf. BF (opzione)	92
Siemens	3'000- 5'000	192 (2*96)	50	trasf. BF	88
Siemens	10'000-100'000	400	800	trasf. BF	> 90 da un carico del 10%
SMA	10'000-200'000	300		trasf. BF	> 90 da un carico del 50%
Solarmax	20'000	550		trasf. BF	89

\* tutte le indicazioni sul rendimento provengono dalle schede con i dati caratteristici

Tab. 3.7 Ondulatori trifase a confronto

### 3.3 Resa di corrente degli impianti allacciati alla rete (impianti autonomi con regolazione MPP)

#### 3.3.1 Calcolo della resa energetica

Partendo da quanto esposto al capitolo 1.1, si calcola la resa energetica degli impianti allacciati alla rete tenendo conto dell'influenza della temperatura sui moduli [2].

Conversione della temperatura ambiente in temperatura delle celle

5° passo: fascicolo complementare «Fotovoltaica» (Meteonorm) estratto dei dati (p. 78, 79)

Durante il funzionamento, la temperatura delle celle fotovoltaiche sale nettamente al disopra della temperatura ambiente. I valori di correzione della temperatura  $\tau$  sono riportati nelle tabelle per le stazioni di Kloten, Davos e Locarno. Vengono sommati con la temperatura mensile al fine di ottenere la temperatura reale dei moduli. L'influsso del-

la temperatura sulla resa dei moduli viene considerato mediante il coefficiente di temperatura della potenza  $C_E$ . La potenza nominale del modulo è definita alla temperatura standard di 25 °C e deve essere convertita alla temperatura di funzionamento  $T_{MK}$ . Ciò avviene mediante il fattore di correzione della temperatura  $k_T$ .

$$T_{MK} = T_M + \tau \quad (3.2)$$

$$k_T = (1 + C_E * (T_{MK} - T_N))$$

dove:

$T_{MK}$  = temperatura delle celle

$T_M$  = temperatura mensile secondo Meteonorm

$\tau$  = correzione della temperatura secondo Meteonorm

$k_T$  = fattore di correzione della temperatura

$C_E$  = coefficiente di temperatura della potenza

$T_N$  = temperatura standard (25 °C)

Calcolo della resa

6° passo: fascicolo complementare  
«Fotovoltaica» (Meteonorm)

La resa dei moduli va calcolata secondo la formula 3.3. Le caratteristiche e le qualità dei moduli impiegati entrano nel calcolo attraverso i fattori  $k_G$  (per la correzione della potenza nominale dei moduli) e  $C_E$  (per il coefficiente di temperatura della potenza). La tabella 3.8 riassume alcuni valori ripresi dalle schede-dati. In particolare i coefficienti di temperatura della potenza devono essere utilizzati con molta cautela. I valori orientativi producono tuttavia risultati attendibili.

La formula 3.3 permette di calcolare la vera resa dei moduli. Le perdite di conversione nell'ondulatore si considerano tramite il «rendimento ponderato europeo» (valori tra 0.8 e 0.9, v. cap. 3.3). La resa dell'impianto si situa pertanto circa un 10% al di sotto del valore calcolato.

La resa dei moduli di impianti autonomi con regolazione dell'MPP si calcola seguendo quanto esposto ai passi 5° e 6°. Il dimensionamento degli altri componenti è descritto al capitolo 2.3.

$$E_m = G * \frac{k_G * P_N}{G_N} * k_T \quad (3.3)$$

dove:

$E_m$  = resa in kWh/mese

$G$  = irraggiamento globale sul piano dei moduli in kWh/m<sup>2</sup>/mese

$P_N$  = potenza nominale dell'impianto a condizioni standard in kW

$k_G$  = fattore di correzione per il generatore fotovoltaico (perdite di corrente continua, valori garantiti)

$G_N$  = irraggiamento nominale 1 kW/m<sup>2</sup>

Moduli	Garanzia di 10 anni in %	Fattore di correzione della potenza $C_E(K^{-1})$	Fattore di correzione per il generatore $k_G$
Solarex MSX 60	+/- 10% inizialmente +/-2 W 3,5%	- 0.0038	0.95
Siemens M55	+/- 10%	- 0.0056	0.9
AEG-Telefunken	+/- 10%	- 0.0046	0.9
Valore orientativo: Si cristallino	+/- 10%	- 0.005	0.9
Si amorfo	-	- 0.003	0.9

Tab. 3.8 Fattori di correzione per i moduli fotovoltaici

### 3.3.2 Rendimento ponderato

Gli ondulatori funzionano a carico parziale per la maggior parte del tempo in cui sono in esercizio. Siccome in condizioni di basso carico il rendimento diminuisce, per calcolare il rendimento effettivo occorre contemplare la distribuzione delle frequenze dell'irraggiamento (nel nostro caso, quella dell'area mitteleuropea, v. figura 3.9), servendosi della formula 3.4. Questo rendimento europeo ponderato [10] fornisce una base per il confronto tra i diversi apparecchi.

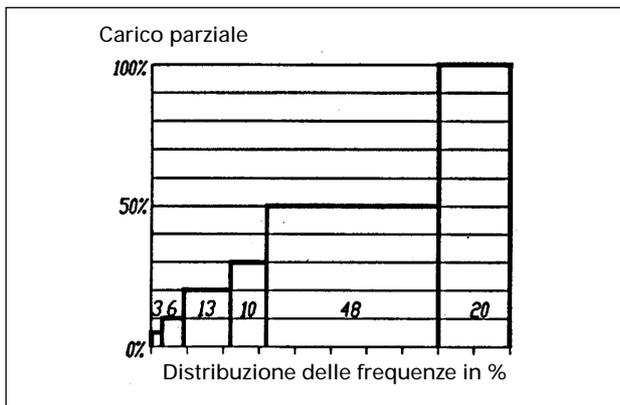


Fig. 3.9 Distribuzione dell'irraggiamento

$$\eta = 0,03 * \eta_5 + 0,06 * \eta_{10} + 0,13 * \eta_{20} + 0,1 * \eta_{30} + 0,48 * \eta_{50} + 0,2 * \eta_{100} \quad (3.4)$$

$\eta$  = rendimento europeo ponderato  
 $\eta_{xy}$  = rendimento con un carico di  $xy\%$

### 3.3.3 Esempio di calcolo della resa

L'impianto allacciato alla rete preso in considerazione qui si trova a Basilea, su di un tetto piano non ombreggiato. I moduli presentano un'inclinazione di  $45^\circ$  e sono orientati direttamente verso sud. La potenza del generatore fotovoltaico è esattamente di 1 kW. L'impianto comprende moduli Solarex e un ondatore SI-3000. I dati caratteristici usati per i componenti sono:

fattore di correzione della potenza:  $C_E = -0.0038^\circ\text{C}^{-1}$   
 fattore di correzione per il generatore:  $k_G = 0,9$   
 rendimento dell'ondatore:  $\eta = 0,9$

La tabella 3.10 riassume i dati climatici necessari. Tali dati possono essere desunti dal manuale Me-teonorm o dall'appendice del presente testo. Con le equazioni 1.1-1.3 si calcola l'irraggiamento sfruttabile nella cella, considerata l'inclinazione dei moduli e i fenomeni di assorbimento/riflessione. La formula 3.2 serve per calcolare la temperatura mensile media dei moduli e il fattore di correzione della temperatura. La formula 3.3 indica la resa di corrente continua dei moduli. Le perdite di conversione nell'ondatore vengono considerate in base alla formula 3.4. L'ultima colonna nella tabella 3.11 mostra quale parte della resa dell'impianto fotovoltaico è stata immessa nella rete. Le tabelle 3.10 e 3.11, e il grafico 3.12 mostrano le modalità del calcolo e l'andamento della resa.

Mese	Irraggiamento globale orizzontale G kWh/m <sup>2</sup>	Fattore R 45°	Assorbimento a 45°	Temperatura mensile T <sub>M</sub> °C	Correzione della temperatura τ °C
Gennaio	32.00	1.35	0.91	2.00	17.00
Febbraio	46.00	1.32	0.92	4.00	20.00
Marzo	81.00	1.17	0.91	6.00	28.00
Aprile	123.00	1.04	0.91	10.00	26.00
Maggio	151.00	0.95	0.90	14.00	25.00
Giugno	163.00	0.90	0.90	17.00	28.00
Luglio	171.00	0.93	0.90	19.00	27.00
Agosto	142.00	1.01	0.91	19.00	26.00
Settembre	105.00	1.16	0.92	15.00	25.00
Ottobre	71.00	1.32	0.92	10.00	23.00
Novembre	34.00	1.43	0.92	6.00	18.00
Dicembre	27.00	1.35	0.91	2.00	10.00
Anno	1146.00				

Tab. 3.10 Dati climatici per Basilea

Mese	Irraggiamento globale 45° G(β,γ)kWh/m <sup>2</sup> Formule 1.1, 1.3	Temperatura dei moduli T <sub>MK</sub> °C Formula 3.2	Fattore di correzione della temperatura k <sub>T</sub> Formula 3.2	Resa dei moduli E <sub>M</sub> kWh Formula 3.3	Resa immessa nella rete kWh η = 0,90
Gennaio	39.31	19.00	1,0228	36,2	32,6
Febbraio	55.86	24.00	1,0038	50,5	45,4
Marzo	86.24	34.00	0,9658	75,0	67,5
Aprile	116.41	36.00	0,9582	100,4	90,4
Maggio	129.11	39.00	0,9468	110,0	99,0
Giugno	132.03	45.00	0,9240	109,8	98,8
Luglio	143.13	46.00	0,9202	118,5	106,7
Agosto	130.51	45.00	0,9240	108,5	97,7
Settembre	112.06	40.00	0,9430	95,1	85,6
Ottobre	86.22	33.00	0,9696	77,3	67,7
Novembre	44.73	24.00	1,0038	40,4	36,4
Dicembre	33.17	12.00	1,0494	31,3	28,2
Anno	1108.77			1092,7	983,4

Tab. 3.11 Calcolo della resa secondo Meteonorm

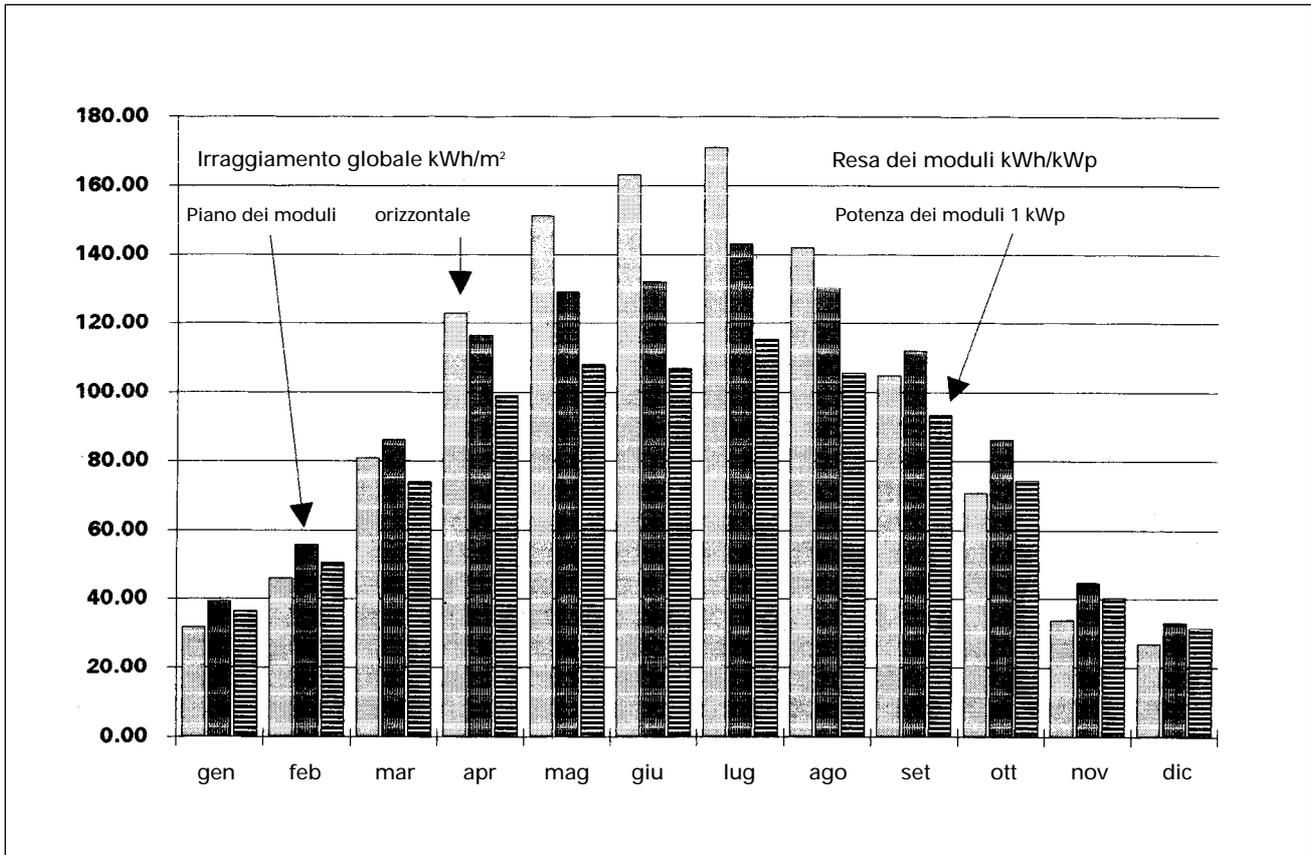


Fig. 3.12 Andamento dell'irraggiamento e della resa dei moduli

La figura 3.12 mostra l'andamento annuale dell'irraggiamento globale, l'irraggiamento sfruttabile dalle celle, e la resa dei moduli. Sull'ordinata sono riportati i valori dell'irraggiamento globale in kWh/m<sup>2</sup> e della resa dei moduli in kWh/kWp di potenza fotovoltaica installata. Un confronto tra i valori dell'irraggiamento globale sul piano orizzontale e sul piano dei moduli evidenzia che l'inclinazione a 45° di quest'ultimi comporta d'estate una perdita e d'inverno un guadagno d'irraggiamento. L'andamento annuale risulta più equilibrato. Le basse temperature invernali si traducono in un migliore rendimento dei moduli: ne risulta che l'irraggiamento viene sfruttato meglio in questa stagione che non d'estate.



---

## 4. Esecuzione

---

4.1	Indicazioni per la progettazione di impianti fotovoltaici	56
4.1.1	Colloquio preliminare	56
4.1.2	Progetto di massima	56
4.1.3	Progetto di dettaglio	57
4.1.4	Preparativi ed esecuzione	58
4.1.5	Liquidazione e controlli finali	58
4.1.6	Norme e prescrizioni importanti	58
4.1.7	Documentazione per i capitolati	59

---

4.2	Installazione di impianti fotovoltaici	63
4.2.1	Pericoli della corrente continua	63
4.2.2	Scelta del tipo di cavi	63
4.2.3	Protezione degli impianti fotovoltaici	64
4.2.4	Protezione dai fulmini negli impianti fotovoltaici	64

---

4.3	Costi degli impianti	66
4.3.1	Fattori di costo di un impianto allacciato alla rete	66
4.3.2	Fattori di costo di un impianto autonomo	67
4.3.3	Argomenti di vendita per gli impianti fotovoltaici	67

---

4.4	Considerazioni sull'economicità	68
4.4.1	Costi della corrente fotovoltaica	68
4.4.2	Tariffe per la corrente fotovoltaica	68
4.4.3	Energia grigia / fattore di resa	68

---

## 4. Esecuzione

La realizzazione di impianti fotovoltaici richiede molta cura nella progettazione e nel dimensionamento. Occorre osservare le prescrizioni del cantone e del comune in cui l'impianto verrà a trovarsi. È anche importante informare tempestivamente l'azienda elettrica interessata. Inoltre bisogna rispettare le prescrizioni d'installazione emanate dall'Ispettorato federale degli impianti a corrente forte.

A titolo di esempio, viene riportato il calcolo dei costi per un impianto fotovoltaico e il corrispettivo prezzo per la corrente prodotta.

### 4.1 Indicazioni per la progettazione

Le varie fasi dell'andamento del progetto sono schematizzate nella figura 4.1. Lo svolgimento corrisponde al normale iter da seguirsi nei progetti di costruzione, completato da alcuni punti particolari. Qui in seguito approfondiremo meglio le singole fasi.

#### 4.1.1 Colloquio preliminare

La fotovoltaica è un metodo molto oneroso per produrre energia. A maggior ragione è dunque il caso di tenere presente il principio che «l'energia risparmiata è l'energia meno costosa». In occasione del colloquio preliminare, si procederà pertanto a un inventario dello stato energetico dell'intero edificio. Se si dovessero riscontrare gravi carenze sotto il profilo energetico, sarà bene eliminarle prima di costruire l'impianto fotovoltaico. Questo modo di procedere si sta rivelando viepiù opportuno, dato che sempre più autorità cantonali preposte alla concessione di sussidi tendono a stabilire l'entità del possibile contributo in funzione dello stato generale dell'edificio.

#### 4.1.2 Progetto di massima

Tra le indagini preliminari importanti rientra anche la raccolta dei dati climatici e la verifica delle prescrizioni edilizie locali. Un altro punto importante è la prassi di sussidiamento vigente dove è ubicato l'edificio. La parte tecnica del progetto di massima comporta la scelta del sistema e dei componenti, un piano sommario e un primo dimensionamento dell'impianto, compreso il calcolo della resa del generatore solare. In un ulteriore capitolo seguono le considerazioni economiche, quali i costi dell'impianto, i possibili sussidi e sgravi fiscali, e il calcolo del costo della corrente fotovoltaica.

### Svolgimento del progetto

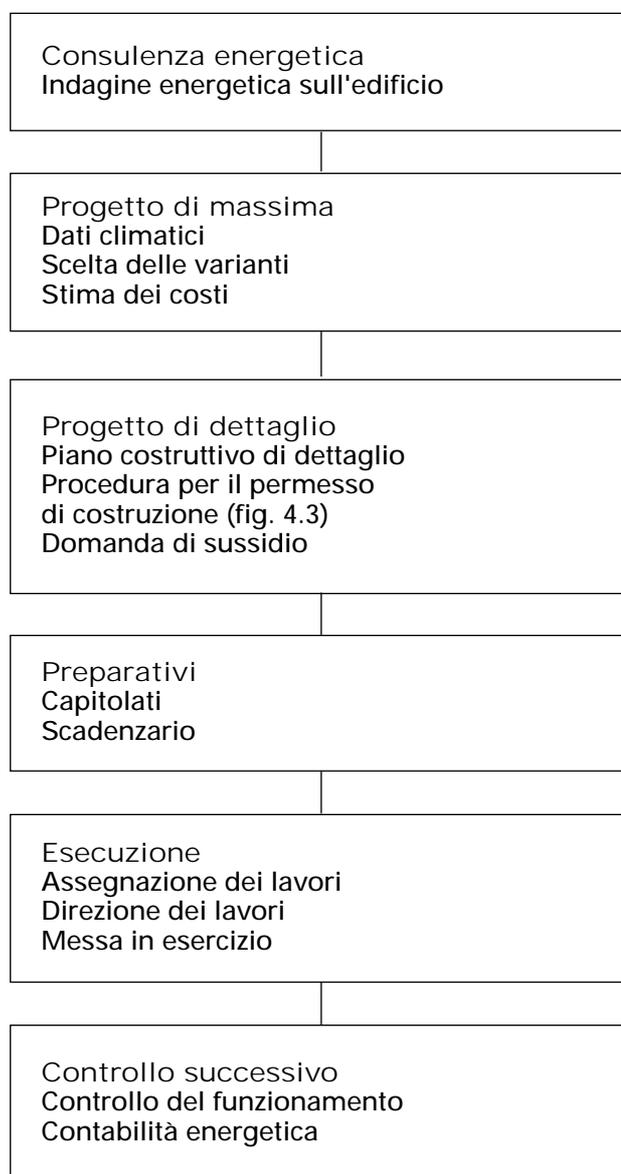


Fig. 4.1 Svolgimento del progetto

## 4.1.3 Progetto di dettaglio

Nella fase di progettazione occorre risolvere tutti i problemi di dettaglio della costruzione definitiva. Rientrano in questo capitolo il dimensionamento elettrico e meccanico, e tutta la procedura inerente ai permessi di costruzione. Gli impianti fotovoltaici sottostanno alla regolare procedura edilizia, cosa che non dovrebbe presentare problemi, salvo forse nei nuclei o nei comuni in cui non è ancora attivo alcun impianto di questo tipo. I tempi necessari per l'approvazione possono tuttavia di-

ventare lunghissimi. L'Ispettorato federale degli impianti a corrente forte ha liberato gli impianti con potenze minori di 3.3 kW per fase dall'obbligo di sottoporre i progetti. Per ogni impianto allacciato alla rete pubblica occorre inoltrare una domanda di allacciamento all'azienda elettrica locale. Per i grandi impianti occorre inoltre concludere con l'azienda elettrica un contratto per il ritiro della corrente. Una volta pronto il progetto di dettaglio, è consigliabile inoltrare subito la richiesta di sussidio alle autorità, per poi poter tenere conto delle eventuali condizioni che venissero imposte.

	Sgravi fiscali per risanamenti (quota dei costi deducibili)		Possibilità di sussidiamento per l'utilizzo di energie rinnovabili
	Misure costruttivo- impiantistiche	Utilizzo di energie rinnovabili	
ZH	50-100%	50%	no
BE	16-100%	16-50%	sí
LU	mass. 7% val. impon.	mass. 7% val. impon.	no
SZ	30-100%	30-60%	no
UR	30-100%	30-50%	no
OW	33%	33%	no
NW	33%		no
GL	100%	100%	no
ZG	mass. 33%	mass. 33%	no (impianti pilota sí)
FR	50%	50%	no (legna sí)
SO	40-100%	40-50%	no
BS	66-100%	66-100%	sí (20%)
BL	Forfait o costi eff. + 33% spesa		sí (contr. di promoz.)
SH	50%	50%	sí (20%)
AR	30-100%	50%	sí (... può...)
AI	40%	40%	sí (... può...)
SG	50% + forfait 2%	50% + forfait 2%	no
GR	50%	50%	no (sí per impianti pilota e di dimostrazione)
AG	25-100%	25-100%	
TG	50-100%	50%	
TI <sup>1)</sup>	100%	da valutare caso per caso	sí (legna 40%; altri: progr. d'incorag. UFE)
VD	25-100%	60%	no
VS	mass. 50%	mass. 50%	10-30% a corporazioni pubbliche
NE	33%	33%	sí
GE	25-50%		sí
JU			

Tab. 4.2 Prassi di sussidiamento (stato 1991)

<sup>1)</sup> Informazioni dettagliate:  
INFOENERGIA c/o Dipartimento del territorio, Bellinzona

#### 4.1.4 Preparativi ed esecuzione

La fase dei preparativi comprende anzitutto l'elaborazione dei capitolati per i lavori e i componenti, e l'analisi delle offerte ricevute. Alle pagine seguenti si trovano degli esempi di formulari per i capitolati riguardanti gli ondulatori e i moduli fotovoltaici. A questo punto, occorre inoltre stabilire lo scadenario per l'esecuzione dei lavori.

Tra i compiti dell'ingegnere progettista rientra di trasmettere i lavori e le ordinazioni agli imprenditori e ai fornitori. L'esecuzione dei lavori prenderà avvio solo dopo l'approvazione dei piani da parte delle autorità competenti. In quanto direttore dei lavori, l'ingegnere assume la responsabilità per l'esecuzione. Conclusi i lavori, l'impianto viene messo in servizio.

#### 4.1.5 Liquidazione e controlli finali

Il conteggio conclusivo si fa dopo aver proceduto ai controlli finali e regolato i pagamenti in sospeso. Una buona documentazione, con piani di revisione e schede-dati dei componenti impiegati, facilita i lavori che andranno fatti in seguito sull'impianto. Eventualmente sarà opportuno concludere un contratto di assistenza tecnica.

Per il controllo del funzionamento dell'impianto, si consiglia alla committenza di tenere una contabilità energetica. Il confronto tra i dati ipotizzati e quelli relativi all'irraggiamento effettivo fornisce informazioni sul rendimento e, con ciò, anche sul rispetto dei valori d'esercizio specificati nella scheda-dati.

#### 4.1.6 Norme e prescrizioni importanti

Per la costruzione di un impianto fotovoltaico sono richieste conoscenze di diversi settori dell'edilizia. Oltre alle basi legali, per i vari settori esistono norme e raccomandazioni emesse dalle associazioni di categoria:

- la legge federale concernente gli impianti elettrici a corrente forte ed a corrente debole (LIE)
- l'ordinanza concernente i progetti per gli impianti a corrente forte (OPCF)
- l'ordinanza sugli impianti a corrente forte (OICF)
- l'ordinanza sui prodotti elettrici a bassa tensione
- l'ordinanza concernente gli impianti a bassa tensione (OIBT)
- la legge federale sull'assicurazione contro gli infortuni
- l'ordinanza sulla prevenzione degli infortuni e delle malattie professionali (OPI)

- la norma SIA 160, quale base per il calcolo dei carichi derivanti dal vento e dalla neve
- la NS 414402, sulle prescrizioni la protezione dai fulmini
- le ordinanze sulle installazioni elettriche emanate dalle aziende elettriche
- ASE 3601-1,2,3 (EN 60555), concernente la reazione nell'esercizio parallelo con la rete
- la raccomandazione UCS concernente l'immissione nella rete, con una possibile interconnessione e una proposta tariffaria
- le ordinanze dell'INSAI, relative alle prescrizioni per l'esecuzione dei lavori (ponteggi, questioni di sicurezza)
- le prescrizioni di sicurezza provvisorie dell'Ispettorato degli impianti a corrente forte (ESTI) 233.0690, quale base per l'esecuzione di impianti fotovoltaici
- la prescrizione ESTI 232.1289 sulla sicurezza e l'obbligo di presentare i progetti per piccoli impianti di produzione d'energia

In entrambe le prescrizioni dell'Ispettorato degli impianti a corrente forte (ESTI) si trovano tra l'altro spiegate le condizioni inerenti all'obbligo di presentare i progetti e all'obbligo di controllo degli impianti fotovoltaici. La figura 4.3 riporta i principali dati relativi all'obbligo di presentare i progetti.

##### 1. Impianti autonomi °)

Impianti con UDC < 120 V non sottostanno all'obbligo di presentare i progetti all'Ispettorato.

Gli impianti con  $I > 2$  A sottostanno all'obbligo di presentare i progetti.

Gli impianti con UDC > 120 V sottostanno all'obbligo di presentare i progetti.

##### 2. Impianti allacciati alla rete

Per gli impianti con una potenza < 3,3 kW per fase non vige l'obbligo di presentare i progetti all'Ispettorato.

Per gli impianti con una potenza > 3,3 kW per fase o > 10 kW trifase vige l'obbligo di presentare i progetti.

La notifica dell'installazione va inoltrata per tutti i progetti all'azienda elettrica.

°) L'Ispettorato delle correnti forti sta preparando una regolamentazione speciale per gli impianti di piccole dimensioni.

Fig. 4.3 Obbligo di presentare i progetti e obbligo di controllo

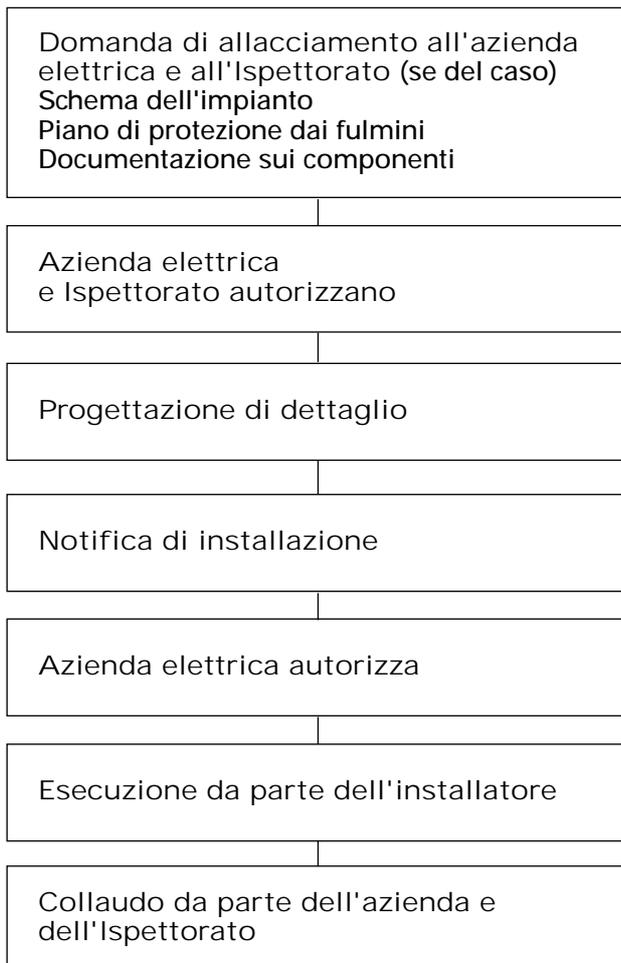


Fig. 4.4 Procedura di autorizzazione

La procedura illustrata nella figura 4.4 vale per tutti gli impianti fotovoltaici. Quanto all'obbligo di presentare i progetti all'Ispettorato, valgono le eccezioni elencate. A dipendenza dell'azienda elettrica interessata, la messa in servizio di un impianto fotovoltaico può eventualmente aver luogo solo in presenza di un rappresentante di tale azienda. Nel caso di impianti autonomi, l'obbligo di controllo compete al proprietario stesso. Il controllo può essere eseguito dall'azienda elettrica locale oppure da un ufficio di controllo privato. Sino a oggi, tutti gli impianti autonomi soggiacciono all'obbligo di notifica presso l'Ispettorato, dato che la corrente di un modulo medio può superare i 2 A (OIBT). L'Ispettorato sta preparando una regolamentazione speciale, in virtù della quale i piccoli impianti saranno esonerati dall'obbligo di presentare i progetti.

#### 4.1.7 Documentazione per i capitolati

Spesso, il committente richiede offerte sia per scegliere l'imprenditore cui far costruire l'impianto o affidare forniture parziali, sia per scegliere componenti. Con i capitolati si vuole ottenere un massimo di informazioni dai vari offerenti, affinché il committente possa scegliere l'offerta migliore, e non necessariamente solo quella meno costosa. Nel contempo, è però necessario non imporre eccessive limitazioni agli offerenti. In questa prima fase non è ancora il caso di considerare le questioni di dettaglio. Per il committente è importante avere una buona documentazione sul progetto e sui componenti impiegati.

Qui in seguito presentiamo tre possibili formulari quale fonte di idee per i capitolati. Si tratta in particolare di

- un capitolato per tutto l'impianto
- un capitolato per l'ondulatore
- un capitolato per i moduli fotovoltaici

Per poter fare un'offerta, gli imprenditori e i fornitori devono ricevere dal committente il progetto e lo schema elettrico. È inoltre opportuno che eventuali desideri particolari (p.e. rilevamento dei dati ecc.) siano formulati in modo chiaro.

## Capitolato per tutto l'impianto

1. Fornitura di moduli fotovoltaici  
incl. trasporto sul tetto/cantiere  
Fabbricato: \_\_\_\_\_  
Diodi by-pass incorporati      sí, numero:      / no  
Dati garantiti:  
Quantità e cablaggio:  
Potenza nominale:
- 2 Ondulatore  
incl. trasporto sul cantiere  
Fabbricato: \_\_\_\_\_  
Garanzia:  
Quantità e cablaggio:  
Potenza nominale alla rete:
3. Struttura portante completa per i moduli  
Materiale di montaggio  
Lavori di montaggio    - copritetto  
   - fabbro
4. Installazione elettrica completa  
Cablaggio lato a corrente continua  
Allacciamento cassetta terminale  
Allacciamento parafulmine  
Cablaggio lato a corrente alternata  
Allacciamento alla rete
5. Servizi  
Progettazione di dettaglio  
Procedura di autorizzazione  
Sorveglianza della costruzione  
Messa in servizio  
Istruzione  
Documentazione

---

Costi totali dell'impianto  
incl. IVA

---

Allegati:  
Schizzo del montaggio  
Schema dell'impianto  
Documentazione sui componenti

---

Capitolato per moduli solari

Fabbricato: \_\_\_\_\_

Tipo: \_\_\_\_\_

I dati seguenti sono valori di garanzia.

Lato DC – entrata				
Tensione nominale	:	VDC		
Gamma di regolazione MPP	:	VDC -	VDC	
Tensione massima a circuito aperto	:	VDC		
Corrente nominale	:	A		
Morsetti	:	mm <sup>2</sup>		
Compatibilità EMV secondo la norma	:			
Lato AC – uscita				
Potenza	:	W		
Gamma di tolleranza della tensione	:	VAC	+/-%	
Frequenza	:	Hz	+/-%	
Fattore di distorsione della corrente	:	%		
cos phi con carico nominale	:			
Morsetti	:	mm <sup>2</sup>		
Gamma di impedenza tollerata dalla rete	:			
Compatibilità EMV secondo la norma	:			
Norma delle armoniche EN 60 555 rispettata	:	si/no		
Compatibilità ai transienti	:			
Aspetti generali				
Rendimento ponderato europeo	:	%		
Perdite a circuito aperto	:	W		
Inserimento con potenza DC	:	W		
Disinserimento con potenza DC	:	W		
Separazione di potenziale entrata/uscita	:			
Tensione/frequenza/durata di prova	:	kV	Hz	s
Comportamento con sovraccarico	:			
Tecnologia (descrizione succinta)	:			
Misure largh. x lungh. x alt.	:	mm	mm	mm
Peso	:	kg		
Tipo di protezione	:			
Temperatura ambiente	:	°C	°C	
Evacuazione del calore	:			
Norme di sicurezza	:			
Omologazione	:			

Capitolato per moduli solari

Fabbricato: \_\_\_\_\_

Tipo: \_\_\_\_\_

I dati seguenti sono valori di garanzia.

 Dati tecnici in condizioni standard (AM 1,5, 1000 W/m<sup>2</sup> e 25 °C)

Potenza nominale	:	Wp		
Tensione MPP	:	VDC		
Tensione a circuito aperto	:	VDC		
Corrente MPP	:	A		
Corrente di cortocircuito	:	A		

Comportamento alla temperatura

Coefficiente di tensione	:	%/°C		
Coefficiente di corrente	:	%/°C		
Coefficiente di potenza	:	%/°C		
NOCT (normal operation cell temperature)	:	°C		

Aspetti generali

Tensione di prova	:	kV		
Tensione massima del sistema	:	VDC		
Carico del vento	:	km/h		
Tecnologia (descrizione succinta)	:			

Misure largh. x lungh. x alt.	:	mm	mm	mm
Peso	:	kg		
Colore	:			
Telaio	:			

Diodi by-pass, contenuti	:	sí	no	numero
Diodi by-pass, tipo	:			
Scatole di giunzione	:			

Garanzia:	:	anni		
Potenza nominale definita all'acquisto	:	% (Wp)		
dopo il periodo di garanzia	:	% (Wp)		

Certificato di prova 503 Ispra	:			
--------------------------------	---	--	--	--

## 4.2 Installazione di impianti fotovoltaici

### 4.2.1 Pericoli della corrente continua

Non appena le celle fotovoltaiche sono esposte alla luce producono una tensione elettrica. Per questo è già sufficiente la debole luce dell'alba o del crepuscolo. L'installazione di un campo fotovoltaico avviene dunque sempre sotto tensione, salvo se i moduli vengono coperti.

Gli impianti a corrente continua aventi una tensione minore di 50 VDC si possono considerare innocui in caso di contatto. Per gli impianti con tensioni d'esercizio maggiori di 120 VDC è indispensabile presentare i progetti all'Ispettorato delle correnti forti.

Formazione di un arco voltaico e rischio di incendio

Tra i conduttori sotto tensione regna un campo elettrico, la cui forza aumenta quanto più cresce la tensione e quanto più si riduce la distanza. In un campo molto forte, l'aria risulta ionizzata e si crea un arco voltaico. In presenza di corrente alternata, l'arco voltaico si spegne da sé a ogni passaggio per lo zero. In presenza di corrente continua la situazione è del tutto diversa: siccome il campo elettrico è permanente, l'arco voltaico permane anch'esso. Nel caso degli impianti fotovoltaici, occorre inoltre tenere presente che la corrente d'esercizio corrisponde all'incirca alla corrente di corto circuito, cosicché un corto circuito non riuscirebbe nemmeno ad azionare le valvole di sicurezza.

Il rischio di incendio dovuto a un arco voltaico è grande. Un semplice contatto vacillante può provocarne uno. Nella migliore delle ipotesi brucia solo il morsetto colpito; altrimenti si ha un incendio con gravi danni.

Il progettista può prevenire la formazione di un arco voltaico mediante opportuni accorgimenti.

Ecco due esempi:

- Molti moduli non sono dotati di buoni morsetti. Per un buon contatto, si ricorra a capicorda o a speciali guaine.
- La corrente continua può essere commutata solo con apparecchi specifici. Gli interruttori di sicurezza AC non sono indicati per separare il lato a corrente continua.

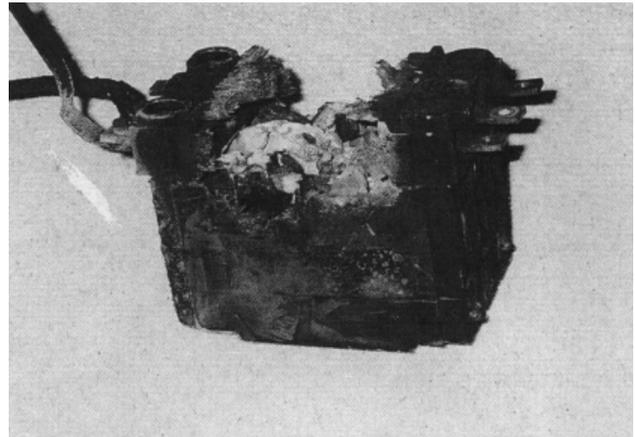


Fig. 4.5 Interruttore distrutto da un arco voltaico nella centrale fotovoltaica del Mont Soleil

### 4.2.2 Scelta del tipo di cavi

Di regola, negli impianti fotovoltaici si impiegano cavi con delle sezioni più grandi che negli impianti domestici, dato che, a seguito delle notevoli correnti, a pari condizioni di caduta della tensione, per gli impianti a 12 V le perdite percentuali risultano 19 volte maggiori che non a 230 V. Per tutte le parti dell'impianto all'interno dell'edificio, si possono usare i normali cavi TT e cavetti T. Il cablaggio dei singoli moduli viene fatto con cavi o cavetti protetti da materiali isolanti resistenti alle intemperie, all'abrasione e ai raggi UV, quali p.e. il poliuretano o il polietilene modificato. Per proteggere i fasci di cavi dagli agenti atmosferici e dai raggi UV si impiegano appositi canali in metallo e materiale sintetico privo di alogeni, oppure tubi armati flessibili o rigidi. Essi impediscono l'azione diretta degli agenti atmosferici sullo strato isolante dei cavi.

Stando alle prescrizioni provvisorie dell'Ispettorato federale delle correnti forti, in caso di allacciamento alla rete, il collegamento che va dall'entrata nel tetto alla cassetta terminale e quindi fino all'ondulatore deve essere protetto con un rivestimento metallico. Qui si consiglia di impiegare sia un tubo metallico flessibile con rivestimento di PVC o poliammide, sia uno speciale cavo solare 2(4)x10 mm<sup>2</sup>, allo studio o già ottenibile presso vari costruttori.

Perdite nella distribuzione e nel cablaggio

Per il dimensionamento della sezione dei conduttori si ricorre alla formula:

$$P_V = I_N^2 \frac{\rho * l}{A} \quad (4.1)$$

dove:

- $P_V$  = potenza dissipata [W]
- $I_N$  = corrente nominale [A]
- $\rho$  = resistenza specifica
- $\rho_{cu}$  = 0,0175 [ $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ ]
- $l$  = lunghezza della linea =  $2 * l_{cavi}$  [m]
- $A$  = sezione dei conduttori [ $\text{mm}^2$ ]

Quale regola empirica vale: una corrente di 1 A che passa in una linea di  $2 * 16$  m di lunghezza avente una sezione di  $1 \text{ mm}^2$  dissipa una potenza pari a 0,5 W. Nel caso di un impianto di 50 Wp, simili perdite possono pertanto aggirarsi tra l'1 e il 5% della potenza dell'impianto. Si ricordi che le resistenze ohmiche provocano perdite di potenziale pari al quadrato della corrente.

Il diodo seriale di stringa, che separa le singole stringe di moduli o previene la retroalimentazione dall'accumulatore al generatore, provoca una caduta di tensione di circa 0,7 V. Queste perdite sono proporzionali alla corrente che passa.

Ulteriori perdite si verificano sui morsetti che, a dipendenza del tipo, presentano una resistenza di contatto di 30 a 100 m $\Omega$ . Gli interruttori di protezione di linea hanno una resistenza di contatto di 15 a 50 m $\Omega$ . Gli scaricatori di sovratensione con varistori scaricano di regola solo pochissima corrente a terra, ma con il passare degli anni (e secondo l'uso) possono causare notevoli perdite di corrente. In tal caso, vanno sostituiti.

#### 4.2.3 Protezione degli impianti fotovoltaici

La protezione del lato a corrente continua degli impianti fotovoltaici pone piú problemi che non la protezione dei normali impianti domestici allacciati alla corrente alternata. Spegnerne un arco voltaico negli elementi di commutazione a corrente

continua si configura difficile, dato che questa corrente non conosce il passaggio per lo zero. Prima di impiegare degli elementi di commutazione, bisogna sempre verificare che siano idonei all'uso con la corrente continua e con la tensione d'esercizio prevista.

Elementi non idonei, quali gli interruttori di sicurezza AC, comportano un grande pericolo di incendio. Per poter mantenere piccole le valvole e semplificare i lavori di manutenzione, è opportuno proteggere ogni stringa di moduli con disgiuntori di linea.

Gli accumulatori vanno protetti dai cortocircuiti il piú vicino possibile ai morsetti mediante un fusibile. In caso di cortocircuito, gli accumulatori forniscono facilmente diverse centinaia di ampere, e ciò può provocare incendi o causare il ferimento di persone. Negli impianti autonomi di 12 o 24 V, in condizioni d'esercizio normali gli ondulatori tirano correnti molto grandi, cosicché in genere vengono allacciati direttamente.

Negli impianti allacciati alla rete, in caso di guasto alla rete, gli ondulatori devono disgiungersi completamente nel giro di 5 secondi. Per le misurazioni e le riparazioni, l'ondulatore deve poter essere distaccato manualmente su entrambi i versanti, quello a corrente continua e quello a corrente alternata. A questo scopo si impiegano interruttori concepiti per la commutazione sotto carico. Oltre agli interruttori di protezione di linea, sul lato della rete si possono impiegare anche dei fusibili convenzionali in un supporto da innestare o da avviare.

#### 4.2.4 Protezione dai fulmini negli impianti fotovoltaici

Il fatto di installare un impianto fotovoltaico non comporta per l'edificio l'obbligo di protezione dai fulmini. Nei piccoli impianti fotovoltaici, la protezione dai fulmini viene realizzata seguendo gli stessi principi adottati nei grandi impianti. L'effetto protettivo è funzione di tutte le misure prese. Sono applicabili le norme dell'ordinanza sugli impianti a corrente forte e l'ASE 3569 per quanto riguarda il collegamento a terra di impianti senza edificio, le prescrizioni ASE 1000 (collegamento a terra) e le norme ASE 4022 per quanto riguarda la protezione dai fulmini di impianti su edifici. Un riassunto dei requisiti inerenti alla protezione degli impianti fotovoltaici di fronte ai fulmini si trova nelle prescrizioni provvisorie dell'Ispettorato degli impianti a corrente forte.

Vi sono due tipi di protezione dai fulmini: quella esterna e quella interna.

**Protezione esterna dai fulmini**  
 Nel caso di casette costruite nei giardini, casette di vacanza ecc., ubicate sull'Altopiano e non particolarmente esposte, se la superficie coperta dai moduli occupa solo una piccola parte del tetto, non si monta alcun parafulmine. In tutti gli altri casi – segnatamente nelle Alpi, nel Giura e in Ticino – occorre studiare con cura il problema della protezione.

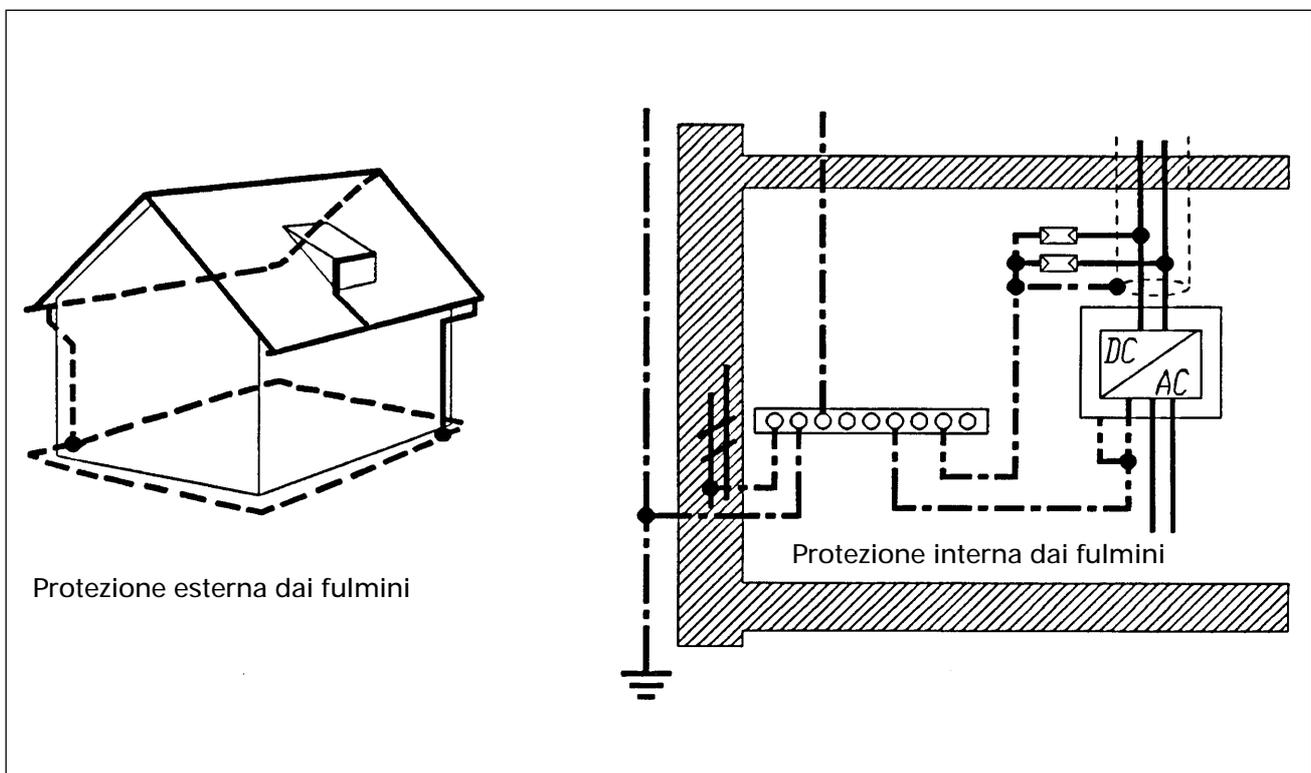


Fig. 4.6 Protezione dai fulmini

La protezione esterna consiste di un dispositivo di captazione (spesso il telaio dei moduli), un dispositivo di scaricamento (p.e. un cavo di rame 50 mm<sup>2</sup>), e una buona messa a terra (nastro o piastra nel terreno, tubature metalliche per le acque). Gli oggetti situati sulla roccia o sul terreno asciutto sono difficili da collegare a terra: in questo caso è opportuno avvalersi dei consigli di uno specialista in materia di fulmini. I costi possono essere notevoli.

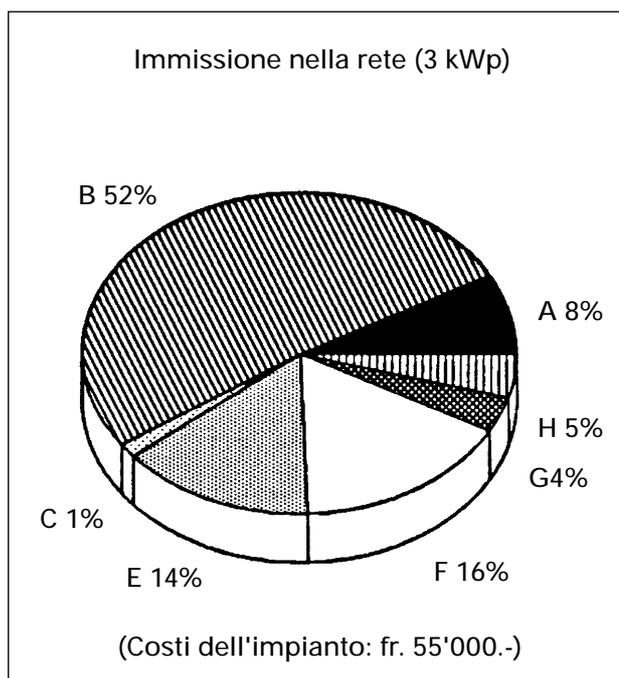
### Protezione interna dai fulmini

Per proteggere internamente l'oggetto dalla sovratensione, occorre munire la linea tra il modulo e il regolatore/ondulatore di scaricatori di sovratensione (potenti varistori) verso terra a entrambe le estremità. Sul regolatore si apporrà un compensatore di potenziale verso terra lungo il cammino piú breve. A dipendenza del regolatore, sarà opportuno collegare a terra il polo negativo dell'accumulatore e/o il polo negativo degli utilizzatori. Se le installazioni domestiche sono messe in pericolo dall'induzione dovuta alla corrente del fulmine (se sono disposte lungo i lati esterni, le parti conduttive delle facciate, o parallelamente al parafulmine), dovranno essere ulteriormente protette mediante scaricatori di sovratensione.

## 4.3 Costi degli impianti

### 4.3.1 Fattori di costo di un impianto allacciato alla rete

Negli impianti allacciati alla rete, i moduli rappresentano circa il 50% dei costi. Moduli a prezzo conveniente riducono pertanto fortemente l'investimento richiesto. Grandi differenze di prezzo sussistono anche tra i vari tipi di montaggio. Dato che la struttura portante incide solo in ragione del 15% circa sul prezzo complessivo dell'impianto, queste differenze non fanno cambiare di molto il costo finale. Nella figura sottostante sono riportati i costi di un impianto fotovoltaico da 3 kW: i dati sono stati rilevati mediante un'indagine di mercato e corrispondono circa alla media dei prezzi chiesti in Svizzera nel 1992 per gli impianti reperibili sul mercato.

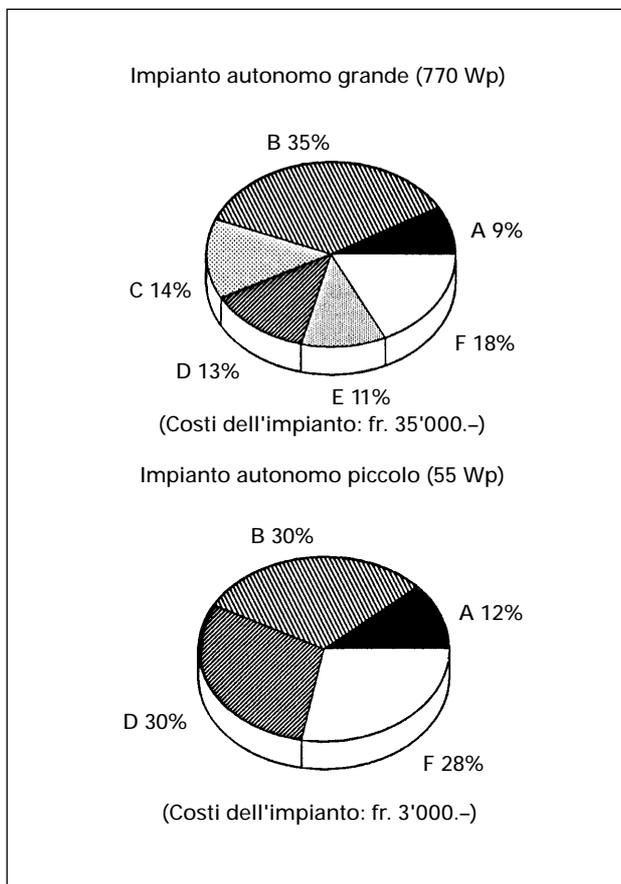


- A = materiale di montaggio
- B = moduli fotovoltaici
- C = quadro principale
- E = ondulatore
- F = consulenza/montaggio
- G = prestazioni di terzi
- H = ICA

Fig. 4.7 Costi di un impianto allacciato alla rete

#### 4.3.2 Fattori di costo di un impianto autonomo

I costi di un impianto autonomo (senza utilizzatori) sono determinati dal tipo e dall'utilizzo. Costruzioni speciali, accumulatori speciali, installazioni onerose e l'impiego di ondulatori si rivelano elementi determinanti. Gli esempi riportati per tali impianti si riferiscono alla seconda metà del 1991. I dati sono tratti direttamente dai conteggi effettuati da due fornitori. Vista la grande varietà esistente tra gli impianti autonomi, non è possibile indicare valori medi.



A = materiale di montaggio  
 B = moduli fotovoltaici  
 C = quadro principale  
 D = accumulatori  
 E = ondulatore  
 F = consulenza/montaggio

Fig. 4.8 Costi di impianti autonomi

#### 4.3.3 Argomenti di vendita per gli impianti fotovoltaici

##### Impianti autonomi

Gli impianti autonomi con una potenza fino ad alcune centinaia di watt vengono installati soprattutto in luoghi discosti dalla rete elettrica. Solitamente è proprio la presenza di un tale impianto a rendere possibile l'approvvigionamento di corrente in tali condizioni. Ora, se si confronta l'investimento richiesto per l'impianto fotovoltaico con i costi di un allacciamento alla rete, si vede che spesso il primo risulta più conveniente. Ecco perché in molti casi un impianto autonomo è redditizio, cosicché il cliente non fatica a scegliere.

Altri argomenti a favore di un impianto autonomo sono:

- semplicità nella gestione
- approvvigionamento di corrente indipendente
- grande durevolezza
- grande affidabilità tecnica
- tecnologia sperimentata
- nessun problema con le materie prime
- assenza di rumore e gas di scarico
- esercizio quasi privo di manutenzione

Oltre a questo, occorre menzionare anche l'investimento contenuto, che i potenziali utenti tendono a credere ben maggiore.

##### Impianti allacciati alla rete

Se il riferimento sono i prezzi praticati oggi per la corrente, è chiaro che gli impianti allacciati alla rete non producono ancora in modo redditizio, e ciò pressoché indipendentemente dalla loro grandezza. Confrontando tra loro la corrente fotovoltaica e la corrente di rete, non bisogna tuttavia dimenticare che i bassi prezzi praticati oggi per la corrente sono il risultato di una calcolazione mista basata sui costi di produzione di tutte le centrali elettriche: prezzi che, in particolare, non comprendono i costi sociali e ambientali.

Positivo, invece, si presenta il risultato per chi utilizza un'automobile solare. La corrente fotovoltaica viene prodotta in un impianto allacciato alla rete e copre l'intero fabbisogno della vettura in questione. Raffrontando i costi di trasferta con l'automobile solare e i costi chilometrici dell'automobile a benzina, si vede che la prima dà risultati almeno altrettanto buoni. Visto così, l'impianto fotovoltaico appare redditizio, e l'investimento è già economico alla luce dei criteri odierni. Il bilancio

diventa ovviamente ancor migliore se si considerano anche tutte le emissioni che si sono evitate. La grandezza degli impianti si situa sui 3 kW per le case unifamiliari e può andare fino a 50 kW per dei complessi residenziali. L'acquisto di un simile impianto da allacciarsi alla rete si giustifica anzitutto per ragioni immateriali. E' d'altronde anche raro che vengano realizzati in base a considerazioni puramente economiche. Ma ecco in breve i criteri:

- utilizzo pionieristico dell'energia rinnovabile, senza rumori e gas di scarico
- produzione «propria» di corrente (il contatore gira a rovescio)
- grandissima durevolezza
- grande affidabilità tecnica
- tecnologia sperimentata
- esercizio praticamente privo di manutenzione
- produzione di corrente per l'automobile solare

Sono dunque molti e validi gli argomenti a favore della corrente fotovoltaica.

## 4.4 Considerazioni sull'economicità

### 4.4.1 Costi della corrente fotovoltaica

I costi della corrente prodotta alle nostre latitudini mediante impianti fotovoltaici variano in funzione del dimensionamento dell'impianto, dell'investimento richiesto, del tasso d'interesse per il capitale da ammortare ecc. Nel 1992, le cifre variavano entro i margini riportati sotto.

Impianti autonomi:	fr. 1.50 a 2.-/kWh
Impianti allacciati alla rete:	fr. 1.20 a 1.70/kWh

La differenza tra i due tipi di impianti è dovuta al minore disborso per quello allacciato alla rete (costi riferiti al Wp installato). Qui si è assunto un prezzo di fr. 55'000.- per l'impianto chiavi in mano. Il prezzo di produzione della corrente fotovoltaica varia molto anche perché la resa di un impianto nelle regioni alpine supera del 40% quella di uno sull'Altopiano.

Per il conduttore, ciò si traduce in un prezzo leggermente inferiore per la corrente fotovoltaica. A seconda dei cantoni, il proprietario dell'impianto può inoltre beneficiare di sgravi fiscali e sussidi, il cui effetto è di ridurre il suo investimento. Basando il calcolo di economicità su questo investimento determinante per il conduttore, per gli impianti allacciati alla rete si ottiene il chilowattora solare a un prezzo di circa fr. -.60 a fr. -.80.

### 4.4.2 Tariffe per la corrente fotovoltaica

Nel caso degli impianti autonomi, il prezzo della corrente è un fattore secondario. Determinanti sono piuttosto i costi di allacciamento alla rete pubblica. Se sono molto elevati, è chiaro che si propenderà per l'impianto fotovoltaico autonomo.

La tariffa per la ripresa della corrente fotovoltaica rientra nelle competenze delle singole aziende elettriche, che sono comunque tenute a muoversi entro il margine definito dalla legge. Secondo le aziende, la corrente fotovoltaica viene pagata da pochi ct./kWh a 1.- fr./kWh per un periodo di otto anni (questo è il caso dell'azienda elettrica di Burgdorf). Le tariffe conoscono dunque un ampio margine di variazione. In base al decreto federale sull'impiego parsimonioso e razionale dell'energia, del dicembre 1990, ora si applica la tariffa basata sul costo marginale: ciò significa che «il pagamento è effettuato in funzione del prezzo d'acquisto di energia equivalente in provenienza da nuovi impianti nazionali di produzione» [3]. Benché l'ordinanza che accompagna il decreto sia in vigore dalla primavera del 1992, sono molte le regioni in cui la tariffa basata sul costo marginale non viene ancora applicata.

A medio e lungo termine, il prezzo bonificato si rivelerà come il principale strumento regolatore: da esso dipenderà se l'obiettivo del programma «Energia 2000» menzionato nella prefazione – segnatamente di riuscire entro il 2000 a coprire circa lo 0,25% del consumo di corrente della Svizzera con apporti da fonti rinnovabili – potrà essere raggiunto.

### 4.4.3 Energia grigia / fattore di resa

Secondo la tecnologia impiegata, le celle fotovoltaiche moderne abbisognano di uno a sei anni di tempo per ripagare con la corrente l'energia che fu necessaria per produrle. Quest'energia grigia può essere ridotta ulteriormente grazie ai nuovi

procedimenti di produzione. Nel caso delle celle amorfe, la fabbricazione del telaio metallico richiede già oggi più energia dell'intero modulo. Per questa ragione, i moduli amorfi si fanno sempre più spesso con telai di materiale sintetico. Nei grandi impianti, si rinuncia sempre più ai telai per lavorare direttamente con i laminati.

Dati quali quelli della tabella 4.9 sono da interpretarsi con la debita cautela. I parametri sono definiti in vario modo ed è difficile sapere se i dati relativi ai mezzi di produzione (edifici, macchinari ecc.) sono inclusi nel calcolo. I dati disponibili permettono nondimeno di desumere con certezza che

Tecnologia Potenza nominale	mono 53 Wp kWh	poli 60 Wp kWh	amorfa 20 Wp kWh
Lastre di silicio Gas silano	40	35	5
Fabbricazione delle celle	40	40	
Vetro	10	10	20
Materiale sintetico	8	8	8
Telaio di alu Telaio sintetico	80	90	5
Energia per i processi	5	5	10
Dispendio totale di energia	183	188	48
Fabbisogno totale di energia finale kWh/Wp	3,5– 5,0	3,0– 5,0	2,4– 4,2
Tempo di recupero dell'energia in anni sull'Altopiano	3,5	3,5	2,4

con una durata di vita di 20 a 30 anni, le celle fotovoltaiche forniscono fino a 10 volte più energia di quanta non ne abbiano assorbito per essere prodotte.

Tab. 4.9 Dispendio di energia per la produzione di moduli fotovoltaici [11]

Se i materiali impiegati vengono riutilizzati, i tempi di recupero energetico si abbreviano. Il telaio d'alluminio e, soprattutto, le celle cristalline possono essere separati in modo molto semplice con mezzi meccanici, e quindi venir riciclati.

Il procedimento di produzione richiede molta energia. Quando la produzione di celle ha luogo utilizzando appieno le infrastrutture e risorse produttive, questo carico energetico di base si ripartisce in definitiva su una maggiore potenza solare, cosicché ne risulta un minore impiego di energia per Wp. Ciò spiega la grande diversità riscontrabile nei dati relativi ai vari fabbricati.



---

## 5. Conclusioni e prospettive

---

Bibliografia	73
Indice analitico	74
Appendice	76
Dati solari per il progettista	76
Somme mensili medie dell'irraggiamento globale (kWh/m <sup>2</sup> )	77
Temperature mensili medie in °C	78
Fattori di correzione della temperatura $\tau$ in °C	79
Fattori di conversione e coefficienti di assorbimento per superfici con qualsiasi orientamento	80
Orbite solari e diagrammi di ombreggiamento	86

---

## 5. Conclusioni e prospettive

L'utilizzo diretto dell'energia solare mediante la fotovoltaica ha conosciuto grandi progressi negli ultimi anni. Oggi, la fotovoltaica è una tecnica molto diffusa. In Svizzera sono installati circa 2 MW di celle in 300 impianti allacciati alla rete (dati forniti dall'ASE). Nell'ambito del programma d'azione «Energia 2000», il Consiglio federale ha stabilito come obiettivo di coprire lo 0,25% del consumo svizzero di corrente con il contributo della fotovoltaica. Con ciò, la potenza attualmente installata dovrebbe aumentare di circa 200 volte. Ma anche così, il potenziale dell'utilizzo della fotovoltaica in Svizzera è lungi dall'essere sfruttato appieno. Come ha ben calcolato il gruppo di esperti che per la Confederazione si è chinato gli scenari energetici, le superfici inutilizzate sui tetti e sui ripari fonici permetterebbero di coprire entro il 2025 circa il 10% del fabbisogno di corrente. Oggi si contempla anche la possibilità di installare moduli sulle facciate.

### Energia solare

L'energia solare in tutte le sue forme (forza eolica, utilizzo attivo e passivo dell'irraggiamento, forza idrica e biomassa) rappresenta un'importante risorsa energetica per il futuro. È l'unica forma di energia che si lascia utilizzare durevolmente.

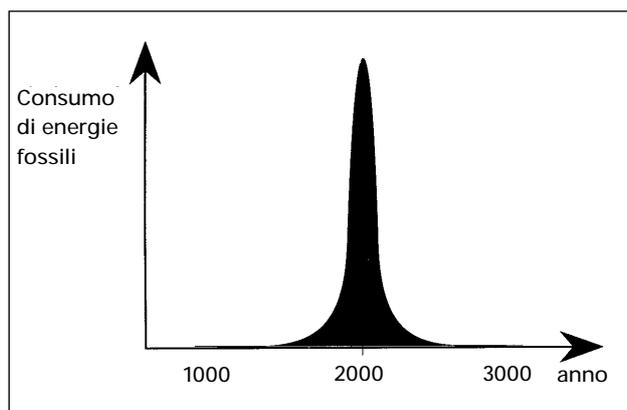


Fig. 5.1 Picco energetico

Nel giro di pochi decenni, le principali risorse energetiche di cui disponiamo oggi (petrolio, metano e uranio) si faranno rare. La via per uscire dalla trappola energetica in cui ci troviamo è segnata dall'energia solare.

Senza questa fonte energetica compatibile con l'ambiente non è possibile assicurare l'approvvigionamento per il futuro.

Oggi è giunto il momento di investire in un approvvigionamento durevole. Infatti, come insegna l'esperienza, per creare un nuovo sistema di approvvigionamento ci vogliono decenni.

### Soluzioni solari

Il sistema attuale, imperniato sull'utilizzo delle energie fossili, ha causato gravi danni ambientali. Si pensi solo all'effetto-serra e all'inquinamento dell'aria. Il ricorso all'energia solare consente di trovare delle soluzioni anche per questi problemi, segnatamente con le automobili solari e con l'utilizzo di sistemi attivi e passivi nel campo del riscaldamento e della produzione di acqua calda. La figura 5.2 mostra, a titolo di esempio, un impianto park-and-ride dove si sta provando la praticabilità della combinazione tra traffico locale con automobili solari e traffico interurbano con il treno.



Fig. 5.2 Impianto park-and-ride solare presso la stazione ferroviaria di Liestal/BL

### Programmi d'impulso

Una delle premesse per raggiungere gli obiettivi delineati nel programma d'azione «Energia 2000» è la disponibilità di specialisti aventi una solida formazione. I tre programmi d'impulso Pacer, Edil e Ravel offrono alle persone del ramo la possibilità di approfondire le loro conoscenze.

## Bibliografia

- [1] Heinrich Häberlin  
Photovoltaik-Strom aus Sonnenlicht  
für Inselanlagen und Verbundnetz  
AT Verlag  
Aarau, 1991
- [2] Ufficio federale dell'energia  
Meteonorm: vol. Données, risp. Daten  
Infosolar  
Berna, 1985
- [3] Decreto federale sull'impiego parsimonioso e razionale dell'energia  
(Decreto sull'energia) del 14.12.1990  
Ufficio centrale federale degli stampati e del materiale  
Berna, 1990
- [4] H. Köthe  
Stromversorgung mit Solarzellen  
Franzis Verlag  
Monaco di Baviera, 1988
- [5] Urs Muntwyler  
Praxis mit Solarzellen  
Franzis Verlag  
Monaco di Baviera, 1991
- [6] Lukas Herzog, Kaspar Mertens  
Schulungsordner SOFAS  
Photovoltaik  
Zurigo, 1991
- [7] Gruppo di esperti in materia di scenari energetici  
Energieszenarien Zusammenfassung  
(riassunto in tedesco)  
Ufficio centrale federale degli stampati e del materiale  
Berna, 1988
- [8] Photovoltaik-Nutzung 1990  
Atti del convegno della SOFAS  
Zurigo, 1990
- [9] M. Zimmermann  
Handbuch der passiven Sonnenenergienutzung  
Documentazione SIA D 010  
Zurigo, 1986
- [10] Richtlinien zum Tausend Dächer  
Programm, Germania, 1990
- [11] US Department of Energy  
Jet Propulsion Programm  
Rapporto n. 954334, 1991
- [12] Heliochron secondo Mützenberg  
Energys SA  
Bienne
- [13] Norma SIA 160  
Azioni sulle strutture portanti  
Zurigo, 1990
- [14] Ispettorato federale degli impianti a corrente forte  
Prescriptions de sécurité provisoires, risp. Provisorische Sicherheitsvorschriften  
Zurigo, 1990
- Vari documenti e articoli

## Indice analitico

- Argomenti di vendita, 67
- Assorbimento/riflessione, 9
- Autonomia del sistema, 38
- Autoscarica degli accumulatori, 32
  
- Batteria/accumulatore, 33, 38
- Batterie a blocco Vb o OGi, 33
- Batterie al nickel/cadmio, 34
- Batterie OPzS con piastre corazzate positive, 33
- Batterie solari con elettroliti solidi, 34
- Batterie solari con piastre a griglia chiuse, 33
  
- Capitolati per gli ondulatori, 61
- Capitolati per i moduli, 62
- Carico della neve, 16
- Celle al silicio amorfo, 12
- Celle al silicio monocristallino, 12
- Celle al silicio policristallino, 12
- Coefficiente di attrito, 18
- Coefficiente di temperatura della potenza, 50
- Coefficiente di penetrazione del vento, 17
- Computer, 29
- Concorso, 59
- Condizioni standard per i test, 13
- Conduttori, 63
- Contabilità energetica, 58
- Corrente di scarica, 30
- Costante solare, 8
- Costi dell'impianto, 66
- Costruzione portante, 13
  
- Dimensionamento  
del generatore fotovoltaico, 39
- Dimensionamento dell'accumulatore, 38
- Distanza tra le file, 10
  
- Energia griglia/fattore di resa, 68
- Esercizio a carico parziale, 25, 51
  
- Fattore di correzione  
per il generatore fotovoltaico, 40, 50
- Fattore di correzione per il regolatore, 39
- Fattore R, 9
- Fattori di correzione per i moduli, 50
- Formulario di rilevamento, 41
- Forza del vento, 16
- Frigoriferi, 28
  
- Heliochron, 9
  
- Impianti allacciati alla rete, 44
- Impianti allacciati alla rete, monofase, 44
  
- Impianti allacciati alla rete, trifase, 47
- Impianti autonomi, 22
- Impianti ibridi, 23
- Incollare, 13
- Indagini energetiche, 56
- Installazione, 63
- Irraggiamento globale su superfici inclinate, 9
- Irraggiamento globale su superfici orizzontali, 9
- Irraggiamento globale, 8
- Ispettorato federale degli impianti a corrente forte, 57, 73
  
- Laminati, 13
- Lampade, 27
- Locale delle batterie, 39
  
- Maximum power tracker, 26, 37
- Meteonorm, 4, 37
- Moduli fotovoltaici, 11, 12
- Moduli giganti, 14
- Morsetti, 13
  
- Norma SIA 160, 16
- Normal operation cell temperature, 13
- Norme, 58
  
- Ombreggiamento, 9
- Ondulatori monofase, 46
- Ondulatori per l'esercizio autonomo, 25
- Ondulatori per l'esercizio con la rete, 46 segg.
- Ondulatori trifase, 48
- Orientamento dei moduli fotovoltaici, 10
  
- Permesso di costruzione, 56
- Piastre a griglia positive e negative GroE, 33
- Pompe, 28
- Prezzo della corrente fotovoltaica, 68
- Profondità dei cicli, 38
- Protezione dai fulmini, 64
- Protezione, 64
  
- Radio, 29
- Regola 1 $\Omega$ , 25
- Regolatori di carica, applicazioni, 37
- Regolatori serie o longitudinali, 36, 37
- Regolatori shunt o paralleli, 35, 36
- Rendimento Ah, 31
- Rendimento ponderato europeo, 46, 47, 48
- Rendimento Wh, 40
- Resa di corrente, 49
  
- Scelta della tensione, 24
- Sezione dei conduttori, 64
- Sistemi elettronici d'esercizio, 35

Sottopressione, 13  
Sovraccarico degli ondulatori, 46  
Strumenti indicatori, 35  
Sussidi, 57  
Svolgimento del progetto, 56

Tariffe per la corrente fotovoltaica, 68  
Televisori, 29  
Temperatura delle celle, 49  
Tempo di ricupero del sistema, 38  
Tensione di prova dei moduli, 48

Ventilatori, 29  
Viti, 13

## Appendice

Dati solari per il progettista

Somme mensili medie dell'irraggiamento globale orizzontale  
(secondo Meteonorm)

Temperature mensili medie  
(secondo Meteonorm)

Fattori di correzione della temperatura  
(secondo Meteonorm)

Fattori di conversione e coefficienti di assorbimento per superfici con qualsiasi orientamento  
(secondo Meteonorm)

Orbite solari e diagrammi di ombreggiamento  
(secondo SIA D 010)

Somme mensili medie dell'irraggiamento globale orizzontale (kWh/m<sup>2</sup>)  
 Estratto secondo Meteonorm, elenco dei comuni

Stazione	Mese	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Anno
Altopiano														
Altdorf		34	53	94	126	158	168	176	144	114	79	36	28	1209
Basilea		32	46	81	122	151	162	171	141	105	70	34	27	1141
Berna		28	47	85	124	154	171	183	146	107	67	31	24	1167
Birmensdorf		26	45	81	121	151	162	174	139	102	62	30	21	1114
Châbles		29	48	88	132	159	179	189	151	110	70	33	25	1213
Coira		41	57	99	132	158	167	178	147	117	87	43	35	1261
Friburgo		29	49	88	132	159	179	188	151	110	71	34	26	1216
Ginevra		29	50	92	133	163	182	195	156	111	69	32	23	1233
Hallau		26	46	84	125	157	171	180	146	107	63	30	21	1156
Huttwil		31	50	89	126	154	170	182	146	110	70	34	26	1188
Kreuzlingen		26	46	83	125	157	171	180	146	107	63	29	21	1155
Losanna		30	51	93	134	161	180	193	155	113	72	34	25	1240
Lucerna		26	44	81	121	150	162	174	139	102	61	29	20	1109
Neuchâtel		26	46	85	132	160	183	191	152	108	60	27	20	1191
Olten		25	44	80	120	150	162	174	139	101	60	28	19	1103
Sciaffusa		25	46	83	125	157	171	180	146	107	63	29	21	1155
San Gallo		30	49	85	125	156	165	177	143	107	68	34	24	1165
Stein AR		33	51	88	127	155	162	174	139	106	72	37	27	1172
Winterthur		26	46	84	125	157	170	180	146	107	64	30	21	1156
Zurigo-Kloten		26	46	84	125	157	170	180	146	107	64	30	21	1156
Giura														
La Chau-de-Fonds		37	53	90	132	155	167	179	147	111	81	39	33	1224
Mont Soleil		39	55	92	135	156	166	176	144	110	81	40	35	1230
Valle del Rodano														
Monthey		33	50	91	130	152	169	182	145	109	74	36	29	1199
Martigny		39	60	103	142	165	185	198	157	122	89	45	35	1341
Sion		40	60	107	147	170	190	202	162	125	89	46	36	1373
Alpi														
Adelboden		42	60	102	137	161	167	181	148	117	87	46	37	1284
Airolo		47	66	115	147	167	181	192	157	119	93	47	44	1376
Davos		47	66	114	149	171	173	185	153	123	94	49	43	1368
Engelberg		39	58	101	135	164	164	173	142	110	84	41	34	1244
Leysin		45	63	107	144	169	181	193	159	121	89	46	40	1356
Montana		46	65	114	154	179	194	207	164	127	93	49	41	1432
Reckingen		46	66	115	149	168	183	201	157	124	93	49	42	1394
S. Moritz		48	69	118	154	175	175	187	155	124	96	51	44	1397
Zermatt		49	68	123	163	184	197	210	166	128	95	51	45	1279
Ticino														
Locarno		45	60	105	136	167	195	200	159	113	89	46	44	1360
Lugano		41	56	99	133	156	182	199	159	109	84	43	41	1301

Temperature mensili medie in °C  
Estratto secondo Meteonorm, elenco dei comuni

Stazione	Mese	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Altitudine
Altopiano														
Altdorf		2	3	5	9	13	16	18	17	14	10	5	1	459
Basilea		2	4	6	10	14	17	19	19	15	10	6	2	270
Berna		0	2	5	9	13	16	18	18	14	9	4	0	540
Birmensdorf		0	2	4	8	13	16	18	17	14	9	4	0	467
Châbles		0	2	4	8	12	15	18	17	14	9	4	0	572
Coira		2	4	6	9	14	16	19	18	16	11	6	1	590
Friburgo		1	3	5	9	13	16	19	18	15	10	5	1	588
Ginevra		2	3	5	9	14	17	20	19	15	10	6	2	379
Hallau		0	2	5	9	13	16	18	18	14	9	4	0	426
Huttwil		-1	1	3	7	12	15	17	17	13	8	3	-1	643
Kreuzlingen		1	2	4	7	12	15	17	17	14	9	4	1	420
Losanna		1	3	5	8	13	16	18	17	14	9	4	1	336
Lucerna		0	2	4	8	12	15	18	18	15	10	5	0	436
Neuchâtel		3	4	6	9	13	16	19	19	16	11	7	3	438
Olten		-2	1	4	8	12	15	18	17	14	9	3	-1	398
Sciaffusa		-3	1	3	8	13	15	18	17	14	8	2	-2	402
San Gallo		1	2	4	8	13	15	18	17	14	9	5	1	670
Stein AR		-1	0	2	6	11	13	16	15	12	7	3	-2	824
Winterthur		0	2	4	8	13	15	18	17	14	9	4	0	440
Zurigo-Kloten		-1	1	4	9	14	16	19	17	14	9	3	-1	439

Giura														
La Chaux-de-Fonds		-1	0	2	5	10	13	15	15	12	7	2	-2	994
Mont Soleil		-1	-1	2	4	9	11	14	14	11	7	2	-2	1400

Valle del Rodano														
Monthey		1	3	5	9	13	16	19	18	15	10	5	1	419
Martigny		1	3	5	9	13	16	19	18	15	10	5	1	471
Sion		1	3	6	10	15	17	19	18	15	10	5	1	518

Alpi														
Adelboden		-2	-1	0	4	8	11	13	13	11	7	2	-2	1353
Airolo		-2	-1	1	4	9	12	15	14	11	7	1	-2	1175
Davos		-5	-4	-2	2	7	10	12	12	9	4	-1	-5	1556
Engelberg		-4	-2	0	4	9	12	14	14	11	6	1	-4	1020
Leysin		0	0	1	5	9	12	15	14	11	8	3	0	1260
Montana		0	1	2	6	10	13	16	15	13	9	3	1	1207
Rekingen		-2	-1	1	4	9	13	16	15	11	7	2	1	1326
S. Moritz		-7	-6	-4	0	5	9	11	11	7	3	-2	-6	1838
Zermatt		-4	-3	-1	3	7	10	13	12	10	6	0	-3	1616

Ticino														
Locarno		3	5	8	12	15	18	21	20	17	12	7	4	209
Lugano		5	6	9	12	16	19	23	22	18	14	9	5	273

Fattori di correzione della temperatura  $\tau$  in °C  
Estratto secondo Meteonorm, allegato «fotovoltaica»

I valori riportati valgono per i moduli inclinati a 45°. I valori sono solo orientativi: dipendono infatti dal tipo di fabbricato e dalla ventilazione sul lato posteriore.

Stazione	Mese	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Kloten		17	20	28	26	25	28	27	26	29	23	18	10
Locarno		21	28	30	30	30	29	29	29	30	31	24	23
Davos		22	31	32	31	25	28	28	31	33	35	30	26

Fattori di conversione e coefficienti di assorbimento  
per superfici con qualsiasi orientamento  
Kloten (est = 90°, ovest = +90°)

KLOTEN MESE	FATTORE R											
	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
B kWh/m <sup>2</sup>	25.8	45.8	81.4	113.9	155.9	170.3	183.1	137.6	102.0	60.1	28.9	19.1
D kWh/m <sup>2</sup>	19.8	30.0	49.1	63.2	75.9	82.6	82.0	70.1	52.0	35.9	19.8	15.4
K=D/B	.765	.655	.604	.555	.487	.485	.448	.509	.510	.597	.686	.808
Beta Gamma						R = BK/B						
0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
30	-90	.98	.98	.98	.97	.96	.96	.97	.95	.93	.89	.97
30	-45	1.21	1.20	1.13	1.06	1.01	.99	1.01	1.04	1.09	1.13	1.25
30	0	1.28	1.27	1.17	1.07	1.01	.98	1.00	1.05	1.16	1.27	1.35
30	45	1.15	1.13	1.06	1.01	.97	.94	.95	1.00	1.10	1.21	1.20
30	90	.92	.91	.90	.89	.90	.89	.88	.90	.94	.99	.93
45	-90	.94	.93	.93	.91	.89	.89	.90	.89	.86	.82	.92
45	-45	1.24	1.23	1.12	1.03	.96	.93	.95	.99	1.07	1.13	1.29
45	0	1.35	1.32	1.17	1.04	.95	.90	.93	1.01	1.16	1.32	1.43
45	45	1.16	1.13	1.03	.95	.90	.87	.88	.94	1.08	1.23	1.23
45	90	.96	.84	.82	.82	.81	.80	.79	.82	.87	.94	.87
60	-90	.87	.86	.85	.83	.81	.80	.82	.81	.77	.74	.86
60	-45	1.23	1.20	1.07	.95	.87	.83	.86	.91	1.00	1.07	1.28
60	0	1.35	1.31	1.12	.96	.84	.79	.82	.92	1.10	1.30	1.45
60	45	1.13	1.09	.96	.87	.81	.77	.78	.86	1.01	1.20	1.20
60	90	.78	.76	.74	.73	.72	.71	.70	.73	.79	.87	.79
90	-90	.98	.66	.65	.63	.60	.59	.61	.60	.58	.56	.67
90	-45	1.04	.99	.84	.71	.61	.57	.60	.66	.75	.84	1.08
90	0	1.19	1.11	.88	.68	.55	.50	.51	.63	.84	1.08	1.28
90	45	.92	.87	.73	.63	.56	.52	.53	.61	.77	.98	1.00
90	90	.59	.59	.55	.53	.53	.51	.50	.53	.58	.66	.61
90	180	.48	.41	.39	.36	.35	.36	.34	.34	.34	.38	.43

Beta Gamma		a = qa/BK											
0	0	.80	.82	.85	.88	.89	.90	.90	.89	.87	.83	.80	.80
30	-90	.82	.84	.87	.89	.90	.91	.91	.89	.88	.84	.82	.82
30	-45	.87	.89	.90	.91	.91	.91	.91	.91	.90	.89	.88	.86
30	0	.89	.90	.90	.91	.91	.91	.91	.91	.91	.91	.90	.88
30	45	.86	.88	.89	.90	.91	.90	.91	.91	.91	.90	.87	.86
30	90	.82	.84	.86	.88	.89	.90	.90	.89	.88	.86	.82	.82
45	-90	.83	.85	.88	.89	.90	.90	.91	.90	.88	.85	.84	.83
45	-45	.89	.91	.91	.91	.91	.91	.91	.91	.91	.90	.90	.88
45	0	.91	.92	.91	.91	.90	.90	.90	.91	.92	.92	.92	.91
45	45	.88	.89	.90	.90	.90	.90	.91	.91	.92	.92	.89	.87
45	90	.83	.84	.86	.88	.89	.89	.90	.89	.88	.86	.83	.83
60	-90	.84	.86	.88	.89	.90	.90	.91	.89	.88	.85	.84	.84
60	-45	.90	.91	.91	.91	.90	.89	.90	.90	.91	.90	.91	.90
60	0	.92	.93	.91	.90	.88	.88	.58	.89	.92	.93	.93	.92
60	45	.89	.90	.90	.90	.89	.89	.89	.90	.91	.92	.90	.88
60	90	.83	.84	.86	.88	.89	.89	.89	.88	.88	.86	.84	.84
90	-90	.84	.86	.87	.88	.88	.88	.89	.88	.87	.85	.84	.84
90	-45	.90	.90	.89	.88	.85	.84	.84	.87	.88	.88	.90	.90
90	0	.93	.92	.88	.83	.80	.78	.79	.82	.97	.91	.93	.93
90	45	.88	.88	.88	.86	.85	.84	.84	.86	.88	.90	.89	.88
90	90	.83	.84	.86	.86	.87	.87	.87	.87	.86	.85	.83	.83
90	180	.85	.85	.85	.84	.83	.82	.82	.84	.95	.85	.85	.85

Fattori di conversione e coefficienti di assorbimento  
per superfici con qualsiasi orientamento  
Locarno (est = -90°, ovest = +90°)

LOCARNO MESE	FATTORE R											
	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
B kWh/m <sup>2</sup>	49.9	65.5	112.8	143.5	172.1	183.0	199.1	163.7	117.5	86.3	43.3	42.6
D kWh/m <sup>2</sup>	21.7	31.2	47.1	63.9	75.9	80.0	78.9	68.9	48.8	34.4	20.5	18.7
K=D/B	.435	.476	.418	.445	.441	.440	.396	.421	.415	.399	.473	.438
Beta Gamma						R = BK/B						
0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
30	-90	1.00	1.00	1.00	.99	.97	.97	.98	.99	.97	.95	.95
30	-45	1.45	1.31	1.20	1.09	1.02	1.00	1.02	1.07	1.14	1.26	1.36
30	0	1.61	1.39	1.24	1.09	1.01	.98	1.00	1.07	1.19	1.39	1.54
30	45	1.36	1.19	1.09	1.00	.95	.93	.94	.98	1.08	1.24	1.35
30	90	.89	.88	.86	.87	.88	.87	.86	.86	.89	.92	.94
45	-90	.96	.96	.96	.94	.90	.90	.91	.93	.91	.90	.91
45	-45	1.57	1.37	1.21	1.06	.97	.93	.96	1.04	4.13	4.31	1.44
45	0	1.79	1.48	1.26	1.05	.94	.90	.92	1.02	1.19	1.48	1.69
45	45	1.44	1.21	1.06	.94	.88	.85	.86	.92	1.05	1.27	1.43
45	90	.84	.80	.78	.79	.79	.78	.78	.77	.81	.86	.89
60	-90	.90	.89	.89	.86	.82	.82	.82	.85	.83	.83	.84
60	-45	1.60	1.36	1.17	.99	.87	.84	.86	.96	1.07	1.28	1.45
60	0	1.88	1.49	1.22	.97	.83	.78	.81	.93	1.14	1.49	1.76
60	45	1.45	1.17	.99	.86	.78	.75	.75	.82	.98	1.23	1.43
60	90	.76	.72	.70	.70	.69	.68	.67	.68	.72	.79	.82
90	-90	.71	.70	.68	.65	.61	.60	.60	.63	.63	.64	.66
90	-45	1.42	1.14	.92	.72	.61	.57	.60	.69	.82	1.04	1.25
90	0	1.73	1.29	.96	.67	.53	.47	.49	.62	.86	1.26	1.59
90	45	1.24	.93	.74	.61	.53	.50	.50	.57	.72	.99	1.23
90	90	.58	.53	.51	.51	.50	.49	.47	.49	.53	.60	.64
90	180	.34	.34	.30	.31	.32	.34	.31	.30	.29	.29	.34

Beta Gamma		a = qa/BK											
0	0	.76	.81	.86	.89	.90	.90	.91	.89	.87	.82	.77	.74
30	-90	.80	.84	.88	.90	.91	.91	.92	.91	.89	.85	.81	.78
30	-45	.89	.90	.92	.92	.92	.91	.92	.92	.92	.91	.88	.88
30	0	.91	.92	.92	.91	.91	.91	.91	.92	.92	.92	.91	.91
30	45	.87	.89	.90	.91	.91	.91	.91	.91	.91	.90	.88	.87
30	90	.79	.83	.87	.89	.90	.90	.90	.89	.88	.85	.81	.78
45	-90	.82	.86	.89	.91	.91	.91	.92	.91	.90	.87	.83	.80
45	-45	.92	.92	.93	.92	.91	.91	.92	.92	.93	.92	.91	.91
45	0	.94	.94	.93	.91	.90	.90	.91	.91	.93	.94	.94	.95
45	45	.90	.90	.91	.91	.91	.90	.91	.91	.92	.92	.91	.90
45	90	.81	.84	.87	.89	.89	.90	.90	.89	.88	.86	.83	.80
60	-90	.84	.86	.89	.90	.91	.91	.91	.91	.89	.87	.84	.82
60	-45	.93	.93	.93	.92	.90	.90	.90	.92	.92	.93	.92	.92
60	0	.96	.94	.93	.90	.88	.87	.88	.90	.92	.94	.95	.96
60	45	.91	.90	.91	.90	.89	.89	.89	.90	.91	.92	.92	.91
60	90	.82	.84	.87	.89	.89	.89	.89	.89	.88	.86	.83	.82
90	-90	.83	.86	.88	.89	.89	.89	.89	.89	.88	.86	.83	.82
90	-45	.91	.90	.88	.85	.85	.84	.84	.87	.89	.90	.91	.91
90	0	.95	.93	.88	.82	.79	.77	.77	.81	.86	.92	.95	.96
90	45	.89	.88	.88	.86	.84	.83	.84	.86	.88	.90	.90	.90
90	90	.82	.83	.86	.87	.87	.87	.87	.87	.86	.85	.83	.81
90	180	.85	.85	.85	.84	.82	.82	.82	.84	.85	.85	.85	.85

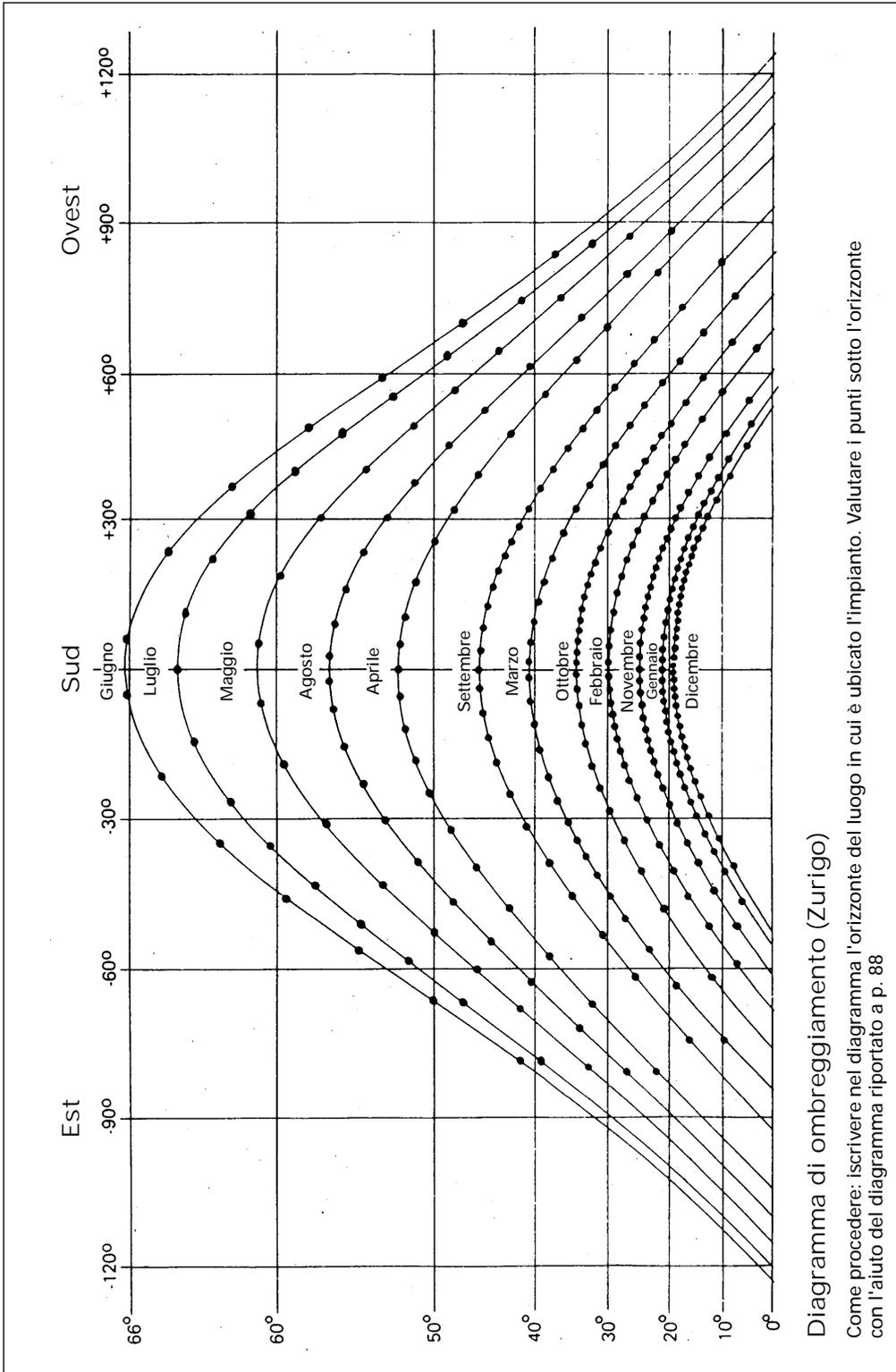
Fattori di conversione e coefficienti di assorbimento  
per superfici con qualsiasi orientamento  
Davos (est = -90°, ovest = +90°)

DAVOS MESE	FATTORE R											
	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
B kWh/m <sup>2</sup>	47.3	69.2	115.6	149.8	169.4	166.1	170.2	141.3	117.5	88.1	48.6	39.8
D kWh/m <sup>2</sup>	23.9	36.0	60.4	82.8	86.0	81.6	69.8	60.8	42.7	29.4	24.8	19.6
K=D/B	.506	.520	.523	.553	.507	.491	.410	.434	.363	.333	.511	.492
Beta Gamma						R - BK/B						
0	0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
30	-90	1.02	1.02	1.02	1.01	1.00	1.00	1.02	1.01	.99	.94	.93
30	-45	1.44	1.30	1.19	1.09	1.03	1.02	1.05	1.09	1.18	1.29	1.33
30	0	1.57	1.38	1.21	1.08	1.00	.97	.99	1.06	1.22	1.44	1.51
30	45	1.33	1.19	1.07	.99	.93	.91	.91	.96	1.08	1.27	1.34
30	90	.89	.88	.87	.87	.86	.85	.82	.84	.86	.91	.94
45	-90	1.00	.99	.98	.98	.95	.95	.98	.96	.94	.97	.88
45	-45	1.57	1.37	1.21	1.08	.99	.96	1.00	1.06	1.19	1.34	1.40
45	0	1.75	1.47	1.24	1.06	.94	.89	.92	1.02	1.23	1.54	1.65
45	45	1.41	1.21	1.05	.94	.86	.82	.82	.89	1.04	1.31	1.42
45	90	.84	.82	.80	.80	.77	.75	.73	.75	.77	.84	.89
60	-90	.95	.94	.93	.92	.87	.87	.90	.89	.86	.79	.81
60	-45	1.62	1.38	1.19	1.03	.90	.87	.91	.98	1.13	1.31	1.40
60	0	1.85	1.50	1.22	.99	.83	.78	.81	.92	1.18	1.56	1.71
60	45	1.43	1.19	1.00	.87	.76	.72	.72	.80	.97	1.27	1.42
60	90	.78	.76	.74	.73	.68	.66	.63	.65	.68	.76	.82
90	-90	.81	.79	.77	.75	.66	.66	.68	.67	.66	.60	.62
90	-45	1.49	1.21	.99	.83	.65	.61	.65	.72	.87	1.06	1.20
90	0	1.75	1.35	1.02	.77	.54	.48	.50	.62	.90	1.33	1.55
90	45	1.27	1.00	.81	.68	.53	.49	.48	.55	.71	1.02	1.22
90	90	.65	.62	.60	.59	.49	.48	.45	.47	.49	.57	.64
90	180	.46	.45	.45	.46	.36	.37	.33	.31	.27	.26	.37

Beta Gamma		a - qa/BK											
0	0	.77	.81	.86	.88	.89	.90	.90	.89	.87	.82	.78	.74
30	-90	.80	.84	.88	.89	.90	.91	.92	.91	.89	.85	.81	.78
30	-45	.89	.90	.91	.91	.91	.91	.92	.92	.93	.91	.88	.87
30	0	.91	.91	.91	.90	.90	.90	.91	.91	.93	.94	.91	.91
30	45	.87	.88	.89	.89	.90	.90	.90	.91	.91	.91	.88	.82
30	90	.80	.83	.86	.87	.88	.89	.89	.89	.88	.84	.81	.78
45	-70	.82	.86	.88	.90	.91	.91	.92	.91	.90	.86	.82	.81
45	-45	.91	.92	.92	.91	.91	.91	.92	.92	.93	.93	.91	.91
45	0	.94	.93	.92	.90	.89	.89	.90	.91	.93	.95	.94	.94
45	45	.89	.90	.90	.89	.89	.89	.90	.90	.92	.92	.91	.90
45	90	.81	.84	.86	.87	.88	.88	.89	.88	.88	.85	.83	.80
60	-90	.84	.86	.88	.89	.91	.91	.92	.91	.90	.86	.83	.82
60	-45	.92	.92	.92	.91	.90	.90	.91	.92	.93	.93	.91	.92
60	0	.95	.94	.92	.89	.88	.87	.88	.90	.93	.95	.95	.96
60	45	.90	.90	.89	.89	.89	.88	.89	.89	.91	.93	.91	.91
60	90	.82	.84	.86	.87	.88	.88	.88	.88	.88	.86	.83	.82
90	-90	.84	.85	.87	.88	.89	.89	.90	.89	.88	.84	.82	.82
90	-45	.91	.90	.89	.88	.86	.84	.85	.87	.90	.90	.90	.91
90	0	.95	.92	.88	.83	.80	.78	.78	.81	.87	.93	.95	.95
90	45	.88	.88	.87	.86	.85	.84	.84	.85	.88	.90	.90	.89
90	90	.82	.84	.85	.86	.86	.86	.86	.86	.85	.84	.83	.81
90	180	.85	.85	.85	.84	.83	.82	.81	.84	.85	.85	.85	.85



Orbite solari e diagrammi di ombreggiamento



Orbite solari e diagrammi di ombreggiamento

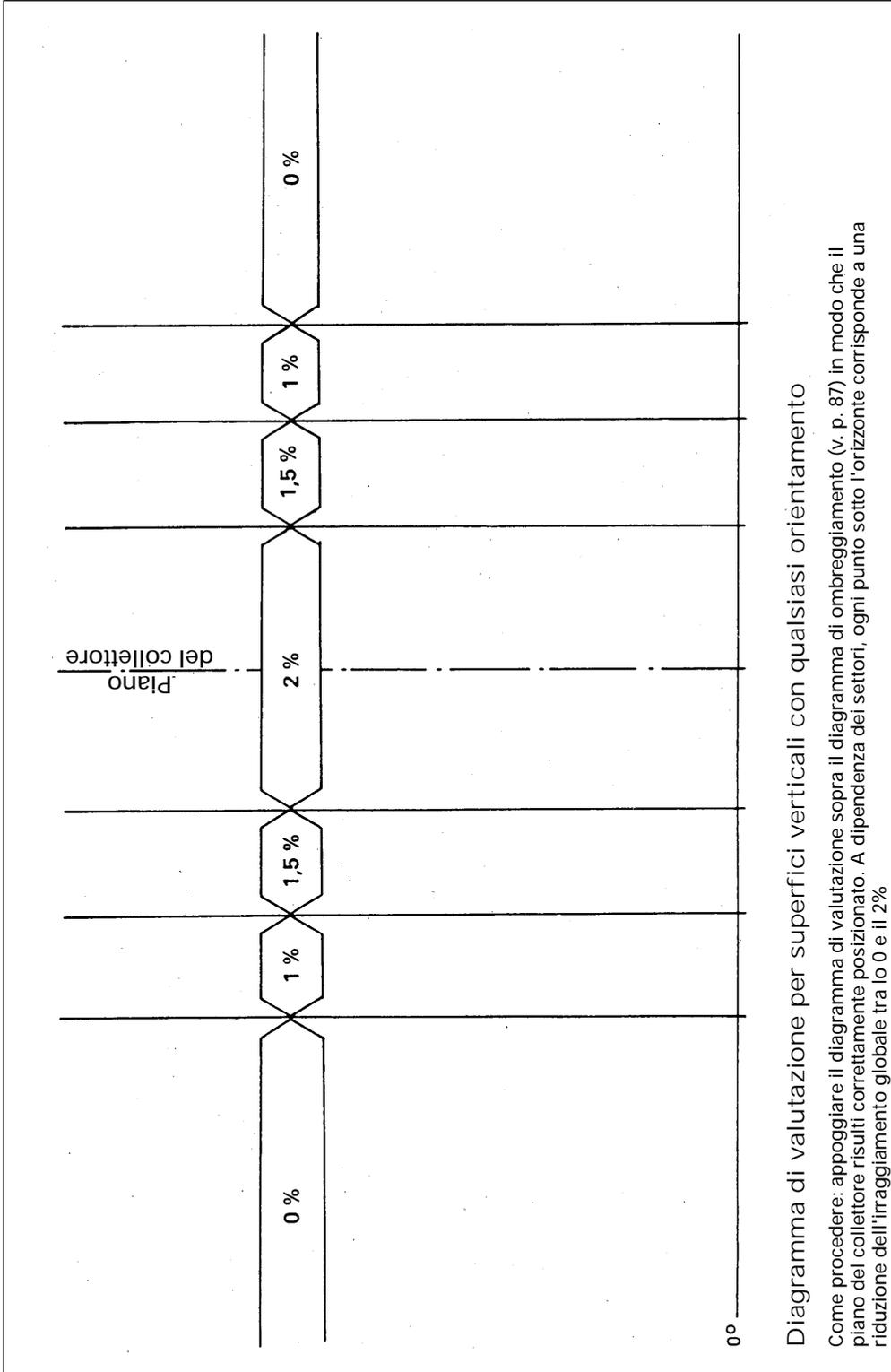


Diagramma di valutazione per superfici verticali con qualsiasi orientamento

Come procedere: appoggiare il diagramma di valutazione sopra il diagramma di ombreggiamento (v. p. 87) in modo che il piano del collettore risulti correttamente posizionato. A dipendenza dei settori, ogni punto sotto l'orizzonte corrisponde a una riduzione dell'irraggiamento globale tra lo 0 e il 2%