

**ALMA MATER STUDIORUM – UNIVERSITA' DI BOLOGNA**

SECONDA FACOLTA' DI INGEGNERIA  
CON SEDE A CESENA

**CORSO DI LAUREA IN  
INGEGNERIA MECCANICA**

Classe 10  
Sede di Forlì

ELABORATO FINALE DI LAUREA IN  
IMPIANTI INDUSTRIALI L

**VALUTAZIONE DELL'INVESTIMENTO  
DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

CANDIDATO  
Chiara Noemi Mariotti

RELATORE  
Prof. Ing. Augusto Bianchini

Anno accademico 2010/2011  
Sessione III



# **Abstract**

I cambiamenti climatici, l'aumento del prezzo del petrolio e le elevate emissioni di  $CO_2$  hanno riacceso, negli ultimi anni, l'interesse per le fonti energetiche rinnovabili: allo stato attuale è pertanto necessario ridurre il consumo dei combustibili fossili.

Le energie rinnovabili, in quanto tali, rinnovano la loro disponibilità in tempi brevi e producono un inquinamento ambientale trascurabile.

L'energia fotovoltaica, nonostante i suoi costi in rapida diminuzione, stenta ad affermarsi a causa degli elevati costi iniziali d'investimento.

Oggi giorno ci si orienta in particolar modo sullo studio della tecnologia a film sottile: in soli due anni ha raddoppiato la quota del mercato italiano.

Il film sottile rappresenta una delle tecnologie più promettenti nel mercato del fotovoltaico, offrendo numerosi vantaggi e potendo colmare, grazie alle sue caratteristiche, i limiti dei moduli cristallini, tra cui la bassa efficienza in caso non si abbia un'esposizione ottimale.

La Nuova Bassani srl, azienda presso cui ho effettuato il tirocinio, ha intenzione di sostituire le coperture, in amianto cemento e fibrocemento, dei suoi due magazzini con tecnologie innovative. Questo è stato il punto di partenza del mio elaborato.

L'argomento trattato è stato trattato in due sezioni: la prima riguarda un'introduzione alla sfera del fotovoltaico, la seconda si occupa del dimensionamento dell'impianto e della valutazione economica dell'investimento.



# Sommario

<b>CAP. 1</b>	<b>INTRODUZIONE</b>	<b>1</b>
1.1	LA NUOVA BASSANI SRL	1
1.2	IL PROTOCOLLO DI KYOTO	2
1.3	LA RADIAZIONE SOLARE	3
1.4	MATERIALI PER LE CELLE FOTOVOLTAICHE	6
1.4.1	<i>Celle in silicio</i>	6
1.5	IMPIANTI FOTOVOLTAICI	8
1.5.1	<i>Funzionamento impianti fotovoltaici</i>	9
1.6	OBIETTIVI DELLA TESI	10
<b>CAP. 2</b>	<b>IMPIANTI FOTOVOLTAICI</b>	<b>11</b>
2.1	MODULO FOTOVOLTAICO	11
2.1.1	<i>Storia del modulo fotovoltaico</i>	12
2.2	CELLA FOTOVOLTAICA	13
2.3	EFFETTO FOTOVOLTAICO	16
2.4	IMPIANTI FOTOVOLTAICI	20
2.4.1	<i>Impianti fotovoltaici "stand alone"</i>	21
2.4.2	<i>Impianti fotovoltaici "grid connected"</i>	23
2.5	COMPONENTI DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI	26
2.5.1	<i>Generatore fotovoltaico</i>	26
2.5.2	<i>Accumulatori</i>	29
2.5.3	<i>Convertitori CC/CA (inverter)</i>	30
2.5.4	<i>Protezioni</i>	31
<b>CAP. 3</b>	<b>PROGETTAZIONE</b>	<b>33</b>
3.1	PROGETTO DI IMPIANTI FOTOVOLTAICI	33
3.1.1	<i>Disposizione dei moduli</i>	33
3.1.2	<i>Scelta dell'array</i>	35
3.1.3	<i>Inverter</i>	36
3.2	TIPOLOGIE DI MODULI FOTOVOLTAICI	37
3.3	NORMATIVA	39
3.4	ITER AUTORIZZATIVO	40
3.5	DIMENSIONAMENTO IMPIANTO N.B.	41
<b>CAP. 4</b>	<b>ANALISI DEI COSTI E DEI RICAVI</b>	<b>43</b>
4.1	FATTIBILITÀ	43
4.2	COSTI	44

4.2.1	<i>Costi variabili</i>	44
4.2.2	<i>Costi fissi</i>	44
4.2.3	<i>Costo totale e costo medio</i>	45
4.3	DIAGRAMMA DI REDDITIVITÀ	45
4.3.1	<i>Punto di pareggio</i>	46
4.4	RELAZIONE TRA COSTI E TEMPO	47
4.4.1	<i>Costi di installazione</i>	47
4.4.2	<i>Costi di esercizio</i>	47
4.5	IL IV CONTO ENERGIA	48
4.6	L'INVESTIMENTO	52
4.6.1	<i>Costi di installazione</i>	52
4.6.2	<i>Caratteristiche dei pannelli scelti</i>	54
4.6.3	<i>Costi di esercizio</i>	55
4.6.4	<i>Ricavo della vendita dell'energia</i>	55
4.6.5	<i>Ammortamento</i>	57
4.6.6	<i>Tabella riepilogativa</i>	60
<b>CAP. 5 VALUTAZIONE DELL'INVESTIMENTO</b>		<b>61</b>
5.1	METODI PER LA VALUTAZIONE DEGLI INVESTIMENTI	61
5.1.1	<i>Metodo del VAN</i>	62
5.1.2	<i>Metodo del TIR</i>	63
5.1.3	<i>Metodo del PAY-BACK</i>	64
5.2	CALCOLO DEI FLUSSI DI CASSA	65
5.3	CALCOLO DEL VAN	67
5.4	CALCOLO DEL PAYBACK	69
<b>CAP. 6 CONCLUSIONI</b>		<b>73</b>

# Indice delle figure

FIGURA 1.1: NUOVA BASSANI SRL. ....	1
FIGURA 1.2: DISTRIBUZIONE SPETTRALE $G(\lambda)$ DELLA RADIAZIONE SOLARE .....	4
FIGURA 1.3: RAPPRESENTAZIONE RADIAZIONE SOLARE GLOBALE .....	5
FIGURA 1.6: CELLA IN SILICIO POLICRISTALLINO.....	7
FIGURA 1.4: CELLA IN SILICIO MONOCRISTALLINO. ....	7
FIGURA 1.5: RAPPRESENTAZIONE SEMPLIFICATA DEL DROGAGGIO. ....	7
FIGURA 1.7: CELLA IN SILICIO AMORFO.....	8
FIGURA 2.1: CELLA; MODULO; PANNELLO (PIÙ MODULI IN UNICA STRUTTURA); STRINGA (PANNELLI IN SERIE); GENERATORE FV (STRINGHE IN PARALLELO PER OTTENERE POTENZA DESIDERATA). 12	
FIGURA 2.2: SI DISTINGUONO DUE STRATI: .....	13
FIGURA 2.3: CURVA CARATTERISTICA IN FUNZIONE DELLA RADIAZIONE .....	15
FIGURA 2.4: CURVA CARATTERISTICA IN FUNZIONE DELLA TEMPERATURA (DIVERSE CONDIZIONI D'ILLUMINAZIONE.).....	15
FIGURA 2.5: PRINCIPIO FOTOVOLTAICO. ....	16
FIGURA 2.6: .....	18
FIGURA 2.7: CIRCUITO EQUIVALENTE DI UNA CELLA SOLARE. ....	19
FIGURA 2.8: CARATTERISTICA I-V DEL GENERATORE FV.....	19
FIGURA 2.9: SCHEMA DI UN IMPIANTO ISOLATO.....	21
FIGURA 2.10: SCHEMA DI UN IMPIANTO CONNESSO ALLA RETE PUBBLICA. ....	24
FIGURA 2.11: DIODI DI PROTEZIONE: .....	27
FIGURA 2.12: CONFIGURAZIONE SERIE DI PARALLELO. ....	28
FIGURA 4.1: RAPPRESENTAZIONE COSTI VARIABILI. ....	44
FIGURA 4.2: RAPPRESENTAZIONE COSTI FISSI. ....	44
FIGURA 4.3: RAPPRESENTAZIONE COSTI TOTALI. ....	45
FIGURA 4.4: DIAGRAMMA DI REDDITIVITÀ.....	46
FIGURA 5.1: ANDAMENTO DEL VAN. ....	70

# **Indice delle tabelle**

TABELLA 3.1: VALORI STATISTICI DI SOLEGGIAMENTO MEDIO PER LE FASCE CLIMATICHE IN CUI PUÒ ESSERE DIVISA L'ITALIA. _____	41
TABELLA 4.1: TARIFFE PER IMPIANTI CHE ENTRANO IN ESERCIZIO A DECORRERE DAL 1° GIUGNO 2011. _____	49
TABELLA 4.2: TARIFFE PER IL PRIMO E SECONDO SEMESTRE 2012 _____	49
TABELLA 4.3: TARIFFE PER L'ANNO 2013 _____	50
TABELLA 4.4: RIDUZIONI PROGRAMMATE PER I SEMESTRI SUCCESSIVI. _____	50
TABELLA 4.5: CONFRONTO FRA TRE PREVENTIVI DELL'IMPIANTO FV PER LA NB SENZA IVA. _____	53
TABELLA 4.6: SCHEDA TECNICA _____	54
TABELLA 4.7: PIANO DI AMMORTAMENTO PER L'IMPIANTO FV (CASO A) _____	58
TABELLA 4.8: PIANO DI AMMORTAMENTO PER UN TETTO ORDINARIO (CASO B) _____	59
TABELLA 4.9: COSTI E RICAVI TOTALI _____	60
TABELLA 5.1: FLUSSI DI CASSA (CASO A) _____	65
TABELLA 5.2: FLUSSI DI CASSA (CASO B) _____	66
TABELLA 5.3: VAN (CASO A) _____	67
TABELLA 5.4: VAN (CASO B) _____	68
TABELLA 5.5: DIFFERENZA TRA I VAN _____	69



# **Abbreviazioni**

- NB: Nuova Bassani srl;
- FV: fotovoltaico;
- Si: silicio;
- Si-a: silicio amorfo;
- EVA: acetato di vinil etilene;
- TCO: transparent conducting oxide;
- STC: standard test condition;
- NOCT: normal operating cell temperature;
- FF: fill factor;
- CC: corrente continua;
- CA: corrente alternata;
- MPPT: punto di massima potenza;
- DP: diodo di protezione;
- DS: diodo di protezione in serie;
- f.e.m.: forza elettromotrice;
- DOD: depth of discharge (massima profondità di scarica);
- PR: performance ratio;
- BOS: balance of system;
- BEP: break even point;
- GSE. gestore dei servizi energetici;
- VAN: valore attuale netto;
- TIR: tasso interno di rendimento.



# CAP. 1 Introduzione

## 1.1 *La Nuova Bassani srl*

Lucefin Spa è la capogruppo di un numero di aziende differenziate, tra le quali emergono importanti produttrici di acciaio e vari magazzini commerciali per la distribuzione o vendita del medesimo, in particolare lavorato a freddo mediante processi di trafilatura, pelatura e rettifica.

Le società commerciali del gruppo, tra le quali abbiamo la Nuova Bassani srl, sono strutturate con depositi che immagazzinano e distribuiscono sia il materiale prodotto dal gruppo stesso, sia altre tipologie di acciai laminati e fucinati acquistati presso acciaierie esterne al gruppo.

La Nuova Bassani srl, azienda presso cui ho effettuato il tirocinio, ha necessità di realizzare una nuova copertura dei magazzini (attualmente in fibrocemento contenente amianto), per un totale di circa 2'220 mq (1'330mq sul fabbricato più grande e 890mq su quello più piccolo), ed avrebbe intenzione di utilizzarne una con inserimento d'impianto fotovoltaico.

Mi ha chiesto di stabilire la convenienza dell'eventuale investimento ed i suoi tempi di recupero.



*Figura 1.1: Nuova Bassani srl.*

## **1.2 Il protocollo di Kyoto**

Il 16 febbraio 2005 è entrato in vigore il Protocollo di Kyoto per far fronte alla minaccia dei cambiamenti climatici.

I punti chiave del Protocollo sono:

- per i Paesi più industrializzati, tra cui l'Italia, l'obbligo è di ridurre le emissioni di gas serra di almeno il 5% rispetto ai livelli del 1990, nel periodo di adempimento che va dal 2008 al 2012;
- gli stessi Paesi devono favorire iniziative volte alla creazione di strumenti per ridurre la  $CO_2$ , anche con investimenti che favoriscano lo sviluppo sostenibile dei Paesi non ancora industrializzati;
- ogni Paese industrializzato deve fare una stima delle emissioni gassose;
- saranno incentivate le energie rinnovabili;
- si possono ipotizzare eco-tasse che colpiranno i prodotti più inquinanti, e al contrario, agevolazioni per le aziende che adotteranno atteggiamenti eco-compatibili;
- i Paesi firmatari andranno incontro a rappresaglie economiche se mancheranno di raggiungere gli obiettivi.

I benefici risultanti dal raggiungimento degli obiettivi sono:

- l'accesso a nuovi mercati, in particolar modo quelli delle risorse e tecnologie di energia sostenibile e dei servizi energetici;
- l'opportunità di diventare leader nel campo della tecnologia e di guidare le future tendenze di produzione;
- i guadagni potenzialmente significativi della produttività con miglioramenti dell'efficienza nell'uso dell'energia e di altre risorse. L'esperienza tratta da altri programmi di prevenzione dell'inquinamento indica che i paesi ed i settori che adottano subito delle misure redditizie hanno dei vantaggi significativi nella produttività del lavoro e delle risorse in generale;
- i benefici economici, stimati in miliardi di dollari, derivanti dalla riduzione dei livelli di inquinamento dell'aria e dal minor impatto delle miniere;
- i benefici derivanti da una riduzione della domanda di energia e da rifornimenti più diversificati;
- l'eliminazione dei costi associati ai danni causati dal cambiamento climatico.

Oggi l'Europa (UE) è il primo produttore mondiale di energia elettrica da nuove fonti energetiche rinnovabili, escluso il grande idroelettrico. Questo primato deriva da un impegno dell'UE che dura dagli anni '80 e che ha visto alcuni Stati membri, in particolare la Germania, assumere un ruolo di leadership mondiale.

### 1.3 La radiazione solare

Il sole si comporta come un corpo nero (emettitore ideale di radiazione) ad una temperatura vicina a 5800 K ( $\approx 5500^\circ\text{C}$ ).

L'energia irradiata dal sole deriva da processi di fusione termonucleare dell'idrogeno al suo interno e si propaga simmetricamente nello spazio fino ad investire la fascia esterna dell'atmosfera terrestre.

La densità di potenza, incidente sull'area unitaria perpendicolare al raggio, è nota come costante solare  $C_s \approx 1367 \text{ kW/m}^2$ : è da intendersi come valore medio di riferimento, in quanto la potenza che raggiunge la fascia esterna dell'atmosfera terrestre, in realtà oscilla a causa della variazione periodica della distanza terra-sole (massima nei mesi di giugno e luglio data la forma della Terra).

La potenza totale, proveniente da una sorgente radiante e che investe l'area unitaria, è chiamata irradianza  $G$  in  $\text{W/m}^2$ , traduzione del termine inglese "irradiance".

Quando la radiazione solare entra nell'atmosfera della Terra, una parte dell'energia incidente sparisce per dispersione e riflessione nello spazio esterno o per assorbimento da parte delle molecole d'aria e delle nuvole ( $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{O}_3$ ).

La radiazione diretta  $G_b$  (in cui il pedice b sta per "beam" (raggio)) colpisce una qualsiasi superficie con un unico e ben definito angolo di incidenza.

La radiazione dispersa che raggiunge la Terra è chiamata radiazione diffusa  $G_d$ .

Per effetto della diffusione, una parte della radiazione solare appare distribuita su tutta la volta celeste. Il modo in cui la radiazione è divisa fra componente diretta e quella diffusa è funzione delle condizioni meteorologiche: con cielo coperto la radiazione è quasi tutta diffusa, mentre se il cielo è sereno, la componente diffusa è di solito non più del 20% del totale.

Una parte modesta della radiazione, chiamata albedo,  $G_a$ , dopo riflessione da parte della superficie della Terra, può raggiungere un ricevitore.

Si definisce  $r$ , coefficiente di riflessione, il rapporto tra il flusso luminoso totalmente riflesso in tutte le direzioni da una superficie e quello convogliato su di essa da un fascio di raggi paralleli. Il coefficiente  $r$  varia col colore della luce e con la natura della superficie su cui avviene la riflessione (per es.  $r$  è massimo sulla neve).

La radiazione totale, che arriva ad un ricevitore terrestre, è costituita da queste tre componenti ed è chiamata radiazione globale  $G = G_b + G_d + G_a$ .

La quota di radiazione che raggiunge la Terra è estremamente variabile. In aggiunta alla regolare variazione quotidiana e annuale dovuta al moto apparente del Sole, cambiamenti irregolari sono causati dalle condizioni climatiche (copertura del cielo da parte di nuvole), come pure dalla composizione generale dell'atmosfera. Per queste ragioni, il progetto di un sistema fotovoltaico si avvale dell'immissione di dati misurati vicino al luogo dell'installazione.

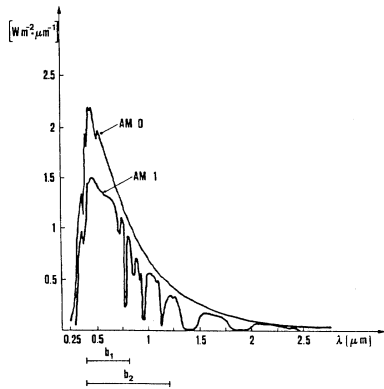


Figura 1.2: Distribuzione spettrale  $G(\lambda)$  della radiazione solare

Al livello del suolo, l'irradianza dipende dall'altitudine sul livello del mare e dall'angolo, rispetto all'orizzontale, della superficie (piana) ricevente.

Per considerare gli effetti dell'atmosfera, si è definita la cosiddetta massa d'aria unitaria  $AM1$  (Air Mass One), che rappresenta lo spessore di atmosfera standard attraversato in direzione perpendicolare alla superficie terrestre e misurato al livello del mare. Per la caratterizzazione delle celle solari si considera solitamente una massa d'aria di 1,5 che corrisponde ad un'altezza del sole di circa  $48^\circ$ .

$$AM = \frac{1 - 0,1 * \text{altitudine}}{\sin HS}$$

approssimabile a:  $\frac{1}{\sin HS}$ , essendo  $HS$  l'angolo di elevazione solare (angolo tra la linea del sole e il piano orizzontale).

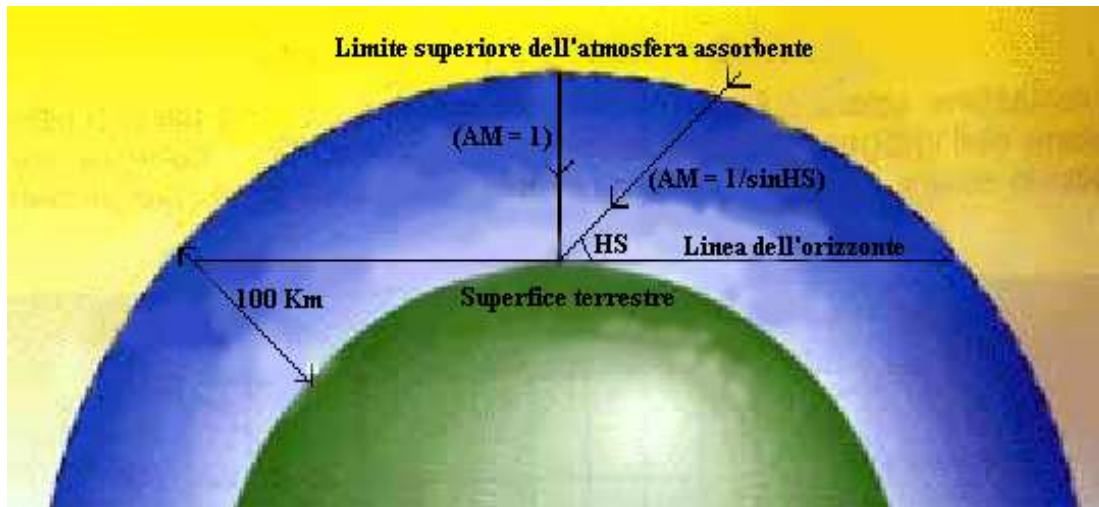


Figura 1.3: Rappresentazione radiazione solare globale

L'Air Mass ( $AM$ ):

- fuori dall'atmosfera vale 0;
- al suolo, con un angolo di elevazione  $HS$  pari a  $90^\circ$ , vale 1;
- con  $HS$  pari a  $48^\circ$  vale 1,5;

è quest'ultimo  $AM$  che viene considerato nei test di laboratorio delle celle fotovoltaiche.

Confrontando lo spettro della radiazione solare al suolo in condizioni  $AM1$  con lo spettro della radiazione al di fuori dell'atmosfera, in condizioni  $AM0$ , si può notare, nello spettro relativo alla condizione  $AM1$ , la presenza di numerose buche, non presenti nello spettro ad  $AM0$ , dovute a:

- assorbimento causato dalle molecole di vapor d'acqua e d'aria e dal pulviscolo atmosferico;
- riflessione nello spazio.

I vantaggi dell'energia solare sono:

- assenza di uso di combustibile, e quindi di conseguenti problemi legati al suo acquisto, trasporto e stoccaggio;
- assenza di emissione chimica, termica ed acustica;
- non contribuisce al riscaldamento globale della Terra o alle piogge acide;
- non ha un rischio radiativo;
- reperibilità illimitata;
- lunga durata;
- scarsità di manutenzione.

Gli svantaggi sono:

- elevato costo iniziale, con conseguenti lunghi tempi di ammortamento;
- alcuni elementi chimici usati per la tecnologia dell'uso dell'energia solare possono risultare tossici;
- inquinamento indiretto causato dai processi di produzione dei componenti di un simile sistema: moduli fotovoltaici, cavi, strutture, etc.;
- basso rendimento;
- gli impianti usati hanno un certo impatto visivo e di occupazione del territorio.

## **1.4 Materiali per le celle fotovoltaiche**

Tra i materiali impiegati per la realizzazione di celle solari vi sono: rame seleniuro, tellurio di cadmio, silicio, germanio, indio gallio arseniuro e indio gallio fosforo.

Alcuni di questi materiali vengono utilizzati per la produzione di celle a singola giunzione (come il Si), mentre altri vengono combinati ottenendo così celle a multigiunzione sensibili ad uno spettro di frequenze più ampio.

Per ora, nella produzione su larga scala di moduli fotovoltaici ad uso terrestre, si impiega esclusivamente il silicio, per via del migliore rapporto efficienza/costo rispetto alle altre soluzioni.

Le celle a multigiunzione sono invece impiegate in quei settori, dove l'incremento dei costi è giustificato dalla necessità di disporre di un prodotto ad alta efficienza: è il caso dei satelliti e di impieghi militari.

Le principali tecnologie sul mercato FV sono la cristallina (silicio mono/policristallino: efficienza massima rispettivamente 21,5%,19%) e quella a film sottile (silicio amorfo: efficienza massima: 7 ÷ 8%).

### **1.4.1 Celle in silicio**

Quelle in silicio monocristallino (fig.1.4) sono le prime celle ad essere state usate in maniera intensiva: inizialmente nei satelliti negli anni settanta e poi per uso terrestre negli anni ottanta. La luce assorbita da queste celle è nell'intervallo (350 ÷ 1100) *nm* ma l'efficienza di conversione dell'energia solare in corrente elettrica si riduce progressivamente passando dall'infrarosso al visibile.

Da circa trent'anni la realizzazione delle celle in silicio si basa su un substrato di tipo p drogato con atomi di boro (fig.1.5). Oltre alla resistenza alle radiazioni il substrato p dopato con boro è da preferire per una maggiore facilità nella realizzazione dei contatti metallici rispetto a substrati di tipo n. Uno dei problemi del substrato p di



boro è dato dalla formazione di difetti metastabili che riducono l'efficienza delle celle. La riduzione della concentrazione del dopante limita la formazione di tali difetti.



Figura 1.4: Cella in silicio monocristallino.

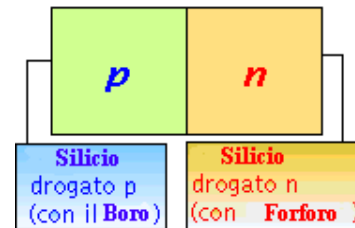


Figura 1.5: Rappresentazione semplificata del drogaggio.

Più di recente si sono concentrati gli sforzi nella realizzazione di substrati di gallio e fosforo che non presentano tale problematica.

Celle più economiche di quelle in silicio monocristallino si possono ottenere impiegando processi produttivi meno costosi. Tra gli altri si possono mettere in evidenza i seguenti materiali:

- silicio policristallino (fig.1.6), costituito da un insieme di cristalli di silicio: è meno efficiente e resistente nel tempo rispetto a quello monocristallino. Il vantaggio risiede nella facilità con cui è possibile tagliarli in forme adatte ad essere unite in moduli;

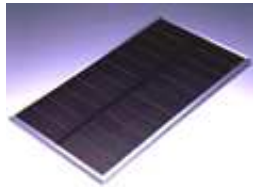


Figura 1.6: Cella in silicio policristallino

- silicio amorfo (Si-a) (fig.1.7), ottenuto vaporizzando il silicio che viene così depositato sulla superficie desiderata. È caratterizzato da un band gap maggiore del silicio cristallino e quindi è più efficiente nell'assorbire la parte visibile dello spettro della luce solare, ma fallisce nel raccogliergliene la parte infrarossa. Si adatta anche al caso di irradiazione diffuso (cielo coperto). È

utilizzato soprattutto quando serve ridurre al massimo il peso del pannello ed adattarsi alle superfici curve. Le celle in silicio amorfo sono mediamente più efficienti (dal 25% al 40%) con potenze incidenti inferiori ai  $300 \frac{W}{m^2}$ . Altro aspetto che indica la superiorità del silicio amorfo rispetto a quello cristallino riguarda il coefficiente termico, fattore che riduce l'efficienza, che risulta, per il cristallino, di valore più che doppio rispetto all'amorfo.

Dato che il silicio nanocristallino (con domini cristallini dell'ordine del nanometro) ha circa lo stesso band gap del silicio cristallino, i due materiali possono essere combinati creando una cella a strati, in cui lo strato superiore di Si-a assorbe la luce visibile e lascia la parte infrarossa dello spettro alla cella inferiore di silicio nanocristallino.



*Figura 1.7: Cella in silicio amorfo*

## **1.5 Impianti fotovoltaici**

Si definisce impianto o sistema fotovoltaico un insieme di componenti meccanici, elettrici ed elettronici che concorrono a captare e trasformare l'energia solare disponibile, rendendola utilizzabile sotto forma di energia elettrica.

Tali sistemi, indipendentemente dal loro utilizzo e dalla taglia di potenza, possono essere divisi in due categorie:

- isolati (stand alone);
- connessi in rete (grid connected).

I sistemi isolati, proprio per il fatto di non essere collegati alla rete elettrica, sono in genere dotati di sistemi di accumulo dell'energia prodotta.

L'accumulo è reso necessario dal fatto che il campo fotovoltaico può fornire energia solo nelle ore diurne, mentre spesso la richiesta maggiore da parte dell'utenza è concentrata nelle ore pomeridiane e notturne.

Durante la fase di insolazione è pertanto necessario prevedere un accumulo dell'energia non immediatamente utilizzata, che viene fornita al carico quando quella disponibile è ridotta o addirittura nulla.

Una configurazione di questo tipo comporta che il campo fotovoltaico venga dimensionato in modo tale da permettere, durante le ore di insolazione, sia l'alimentazione del carico sia la ricarica delle batterie di accumulo.

Il sistema connesso in rete, invece, in genere non è provvisto di sistemi di accumulo in quanto l'energia prodotta durante le ore di insolazione viene immessa nella rete elettrica; viceversa, durante le ore di insolazione scarsa o nulla, il carico viene alimentato dalla rete.

Un sistema di questo tipo, dal punto di vista della continuità di servizio, risulta più affidabile di uno stand alone che in caso di guasto non ha possibilità di alimentazione alternativa.

Sistemi ad elevata affidabilità, in questo caso, si possono ottenere integrando il sistema isolato con una fonte tradizionale, ad esempio, diesel (sistema ibrido diesel-elettrico).

Il compito di impianti grid connected è quindi quello di immettere in rete la maggior quantità possibile di energia.

### **1.5.1 Funzionamento impianti fotovoltaici**

Il flusso luminoso proveniente dal Sole (radiazione solare) investe il materiale semiconduttore del pannello solare, normalmente realizzato utilizzando il silicio.

I pannelli fotovoltaici vengono installati sul tetto della propria abitazione o ovunque ci sia un'esposizione diretta ai raggi solari (es. terrazze, cortili, terreni etc.).

La luce solare è trasformata in energia elettrica alternata, usufruibile per tutte le normali attività domestiche.

L'energia elettrica prodotta dai pannelli in eccesso, rispetto ai consumi, viene venduta alla società elettrica come credito da applicare sulla bolletta elettrica. Questo quadro si è ampliato radicalmente nel 2005, quando l'Italia ha approvato il primo "conto energia" in base al quale chiunque può rivendere l'energia prodotta dai pannelli solari ottenendo in cambio un reddito netto (profitto). Le celle fotovoltaiche collegate tra loro, formano un modulo fotovoltaico in grado di trasformare la luce solare direttamente in energia elettrica.

Un modulo è costituito da 36 celle poste in serie. Le celle fotovoltaiche collegate tra loro formano un modulo fotovoltaico in grado di trasformare la luce solare direttamente in energia elettrica. L'energia prodotta dal modulo prende il nome di potenza di picco  $W_p$ .

Il sistema di condizionamento e controllo della potenza è costituito da un inverter che trasforma la corrente continua in alternata, controllando la qualità della potenza in

uscita. L'energia così modificata è introdotta nella rete elettrica per alimentare il consumo di elettricità locale (sistemi isolati in case o imprese) o per essere computata a credito da uno speciale contatore del gestore della rete elettrica.

La riduzione della potenza erogata, causata da un ombreggiamento parziale del campo fotovoltaico, può essere non proporzionale alla porzione di superficie in ombra, ma molto superiore. Occorre prestare quindi molta attenzione ai collegamenti: se, ad esempio, di fronte al campo fotovoltaico si ha un palo, bisognerà fare in modo che l'effetto dell'ombra si senta su una sola stringa e non vada ad intercettare più serie di pannelli fotovoltaici, compromettendo quindi il corretto funzionamento di tutto l'impianto.

## ***1.6 Obiettivi della tesi***

Gli obiettivi di questa tesi saranno quelli di valutare la tempistica di recupero dell'eventuale investimento, la convenienza o meno della vendita dell'energia prodotta dall'impianto e la progettazione dello stesso.

Lo scopo sarà quindi:

- fornire alla Nuova Bassani informazioni sugli impianti fotovoltaici e sulla progettazione degli impianti in generale;
- analizzare le procedure da seguire per la realizzazione dell'impianto in questione;
- dimensionare l'impianto per determinare la potenza massima di utilizzo e quella massima erogabile annualmente sulla base dell'area a disposizione dei tetti dei due magazzini dell'azienda;
- analizzare i costi, i ricavi, gli ammortamenti per poter quantificare i profitti derivabili dalla vendita dell'energia prodotta;
- eseguire l'analisi e la valutazione economica dell'investimento per determinarne i tempi di recupero (PayBack).

## CAP. 2 Impianti fotovoltaici

### 2.1 Modulo fotovoltaico

Un modulo fotovoltaico è un dispositivo in grado di convertire l'energia solare direttamente in energia elettrica mediante effetto fotovoltaico ed è impiegato come generatore di corrente in un impianto fotovoltaico.

Il modulo fotovoltaico è una struttura su cui vengono collocate le celle fotovoltaiche, non tutte identiche a causa della difformità di fabbricazione, pertanto, due celle collegate in parallelo tra loro possono non avere la stessa tensione. Si viene a creare conseguentemente una corrente di circolazione dal blocco di celle a tensione maggiore verso quelle a tensione minore, quindi una parte della potenza prodotta dal modulo viene persa all'interno del modulo stesso (perdite di mismatch).

La disuguaglianza tra le celle può essere determinata anche da un diverso irraggiamento solare, ad esempio una parte di celle sono ombreggiate, oppure dal loro deterioramento. Tali celle si comportano come un diodo che blocca la corrente prodotta dalle altre celle. Il diodo è sottoposto alla tensione di queste ultime che può provocare la perforazione della giunzione con surriscaldamento locale e danni al modulo. Pertanto i moduli sono dotati di diodi di by-pass che limitano tale fenomeno, cortocircuitando la parte del modulo ombreggiata o danneggiata.

Anche tra le stringhe del campo fotovoltaico si può creare il fenomeno di mismatch, a seguito della disuguaglianza dei moduli, diverso irraggiamento delle stringhe, ombreggiamenti e guasti di una stringa. Per evitare la circolazione di corrente inversa tra le stringhe si possono inserire diodi.

I moduli possono avere dimensioni diverse e prevedono tipicamente 36 celle collegate elettricamente in serie.

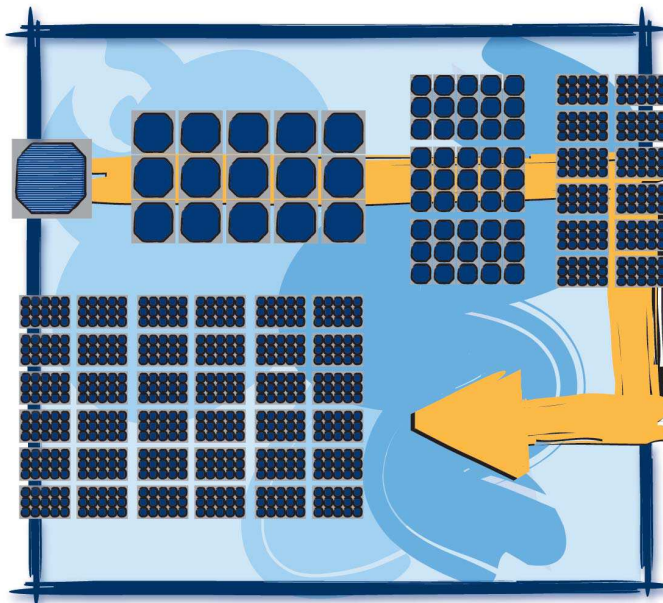
Le caratteristiche elettriche principali di un modulo fotovoltaico si possono riassumere nelle seguenti:

- potenza di Picco ( $W_p$ ): potenza erogata dal modulo alle condizioni standard STC (Irraggiamento =  $1000 W / m$ ; temperatura =  $25^\circ C$ ;  $AM = 1,5$ ), è l'unità di misura di riferimento di un modulo fotovoltaico ed esprime la potenza elettrica erogabile dal modulo;
- corrente nominale (A): corrente erogata dal modulo nel punto di lavoro;
- tensione nominale (V): tensione di lavoro del modulo.

L'efficienza complessiva del modulo è sempre inferiore a quella delle celle.

Per ciascuna applicazione il generatore dovrà essere dimensionato secondo:

- carico elettrico;
- potenza di picco;
- possibilità di collegamento alla rete elettrica o meno;
- latitudine del sito ed irraggiamento medio annuo dello stesso;
- specifiche architettoniche dell'edificio;
- specifiche elettriche del carico utilizzatore.



*Figura 2.1: Cella; Modulo; Pannello (più moduli in unica struttura); Stringa (pannelli in serie); Generatore FV (stringhe in parallelo per ottenere potenza desiderata).*

### **2.1.1 Storia del modulo fotovoltaico**

Principali tappe della tecnologia fotovoltaica:

- **1839:** Alexandre Edmond Bécquerel nota che della corrente elettrica è generata durante alcune reazioni chimiche indotte dalla luce. Scopre l'effetto fotogalvanico negli elettroliti liquidi;
- **1883:** Charles Fritz produce una cella solare di circa  $30\text{ cm}^2$  a base di selenio con un'efficienza di conversione dell' $1 \div 2\%$ ;
- **1905:** Albert Einstein pubblica la sua teoria sull'effetto fotoelettrico che lo condurrà al premio Nobel;
- **1963:** la Sharp produce i primi moduli fotovoltaici commerciali.

## 2.2 Cella fotovoltaica

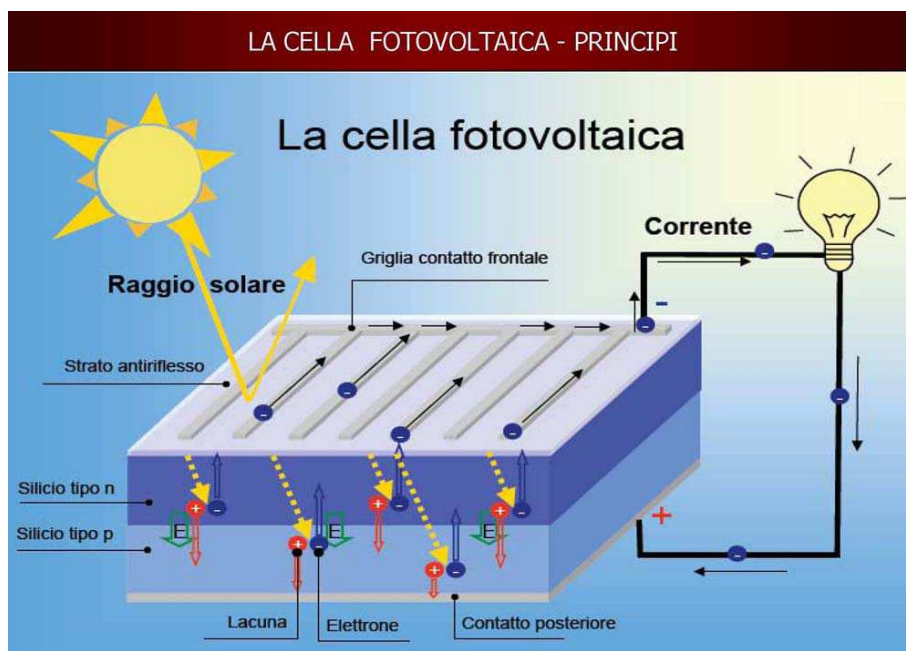


Figura 2.2: Si distinguono due strati:

1. superiore di tipo n, esposto alla radiazione solare;
2. di tipo p, in cui avviene l'assorbimento della luce incidente.

Circa la fabbricazione di moduli in silicio cristallino, si osserva che le celle in materiale monocristallino sono di forma rotonda per la tecnica di accrescimento del cristallo e possono in seguito assumere la forma quadrata con uno scarto di materiale; invece quelle in materiale policristallino sono di forma quadrata, consentendo una migliore occupazione della superficie rettangolare del modulo.

In seguito le celle, saldate tra loro, sono racchiuse ermeticamente fra due pannelli piani, di cui quello anteriore è trasparente alla luce; per questo si utilizza un vetro ad alta trasmittanza (acetato di vinil etilene, EVA). L'EVA garantisce l'isolamento elettrico tra le celle, impedisce la penetrazione di umidità (con possibili effetti corrosivi), ma non sopporta temperature troppo elevate ( $70^{\circ}\text{C} \div 80^{\circ}\text{C}$ ). La copertura posteriore è costituita da un vetro ovvero da una lamina di mylar (o tedlar).

Riguardo ai moduli a film sottile in silicio amorfo, la struttura della cella è quella a doppia giunzione che presenta un contatto conduttore trasparente con lo strato p e un contatto ohmico con lo strato n (fig.2.2). Non essendo stato scoperto un materiale di tipo P otticamente trasparente e altamente conduttore, il materiale usato per il contatto è l'ossido di stagno (di tipo n). Tuttavia gli strati altamente drogati di ossido

conduttore trasparente (Transparent Conducting Oxide, TCO) formano una “giunzione tunnel” con lo strato p e la resistenza alla corrente è molto piccola.

La sequenza del processo di fabbricazione può essere definita come segue. Su un vetro (resistente alle intemperie e trasparente), usato come substrato, si depositano:

- uno strato di ossido di stagno;
- uno strato p pesantemente drogato di silicio amorfo, sufficientemente sottile per lasciar passare la luce;
- lo strato intrinseco i non drogato, ma leggermente di tipo n, di silicio amorfo;
- uno strato di contatto metallico.

Quest'ultimo deve formare un contatto ohmico con lo strato n di silicio amorfo e dovrebbe essere molto riflettente, in modo che una frazione di luce, non assorbita nel passaggio attraverso la cella, sia riflessa indietro per un secondo passaggio attraverso lo strato i. Per ridurre la spesa, si usano alluminio o sue leghe.

Con le varie tecniche costruttive, oltre a proteggere le celle del modulo dalle aggressioni ambientali (polvere, vento, umidità, grandine...), si riesce a mantenere l'equilibrio termico su temperature accettabili di 45°C, 65 °C nelle condizioni più sfavorevoli.

Il rendimento globale di conversione viene riferito alle condizioni di prova normalizzate STC (Standard Test Conditions): irradianza  $G = 1000 \text{ W} / \text{m}^2$ , massa d'aria  $AM = 1,5$  e temperatura di cella di 25°C. Esso assume, secondo il tipo di cella, valori compresi tra 7% e 16%.

Lo spettro  $AM = 1,5$ , simulato con opportune lampade, corrisponde a condizioni ambientali tipiche della primavera e dell'autunno; in estate lo spettro della luce naturale è meno favorevole alla conversione per celle in silicio cristallino ( $\approx 2\%$  in meno per la densità di corrente), mentre in inverno accade l'opposto.

I moduli FV si caratterizzano con la potenza di picco  $[W_p]$  che è la potenza massima erogata. Per queste condizioni si specificano anche: la corrente di corto circuito  $I_{sc}$ , la tensione a circuito aperto  $U_{oc}$ , la corrente  $I_m$  e la tensione  $U_m$  nel punto di massima potenza. Poiché le STC sono condizioni di collaudo in laboratorio, si fornisce anche la temperatura normale di funzionamento (Normal Operating Cell Temperature, NOCT). Tale temperatura di cella è un parametro caratteristico del modulo, fornito dal costruttore e definito come la temperatura a cui si stabilizza il modulo, funzionante a circuito aperto e sottoposto a un'irradianza di  $800 \text{ W} / \text{m}^2$ , con una velocità del vento di  $1 \text{ m} / \text{s}$  e una temperatura ambiente  $T_a$  di 20°C.



Nota la NOCT (tra 42°C e 50°C), si può determinare la temperatura di cella  $T_c$  nelle condizioni operative del modulo. Assumendo che la differenza di temperatura tra  $T_c$  e  $T_a$  dipenda linearmente dall'irradianza  $G$ , la temperatura di cella è data da:

$$T_c = T_a + [(NOCT - 20)G] / 0.8$$

Nel piano tensione-corrente continua (fig.2.3 e 2.4), un modulo FV presenta una caratteristica  $I(U)$  simile a quella delle celle componenti, salvo un cambiamento di scala sull'asse delle  $U$  per le celle in serie e sull'asse delle  $I$  per le eventuali stringhe in parallelo. Spesso, il numero di celle in serie è scelto in modo da fornire una tensione che consenta la carica dei normali accumulatori al piombo da 12 V, anche per temperature intorno ai 60°C.

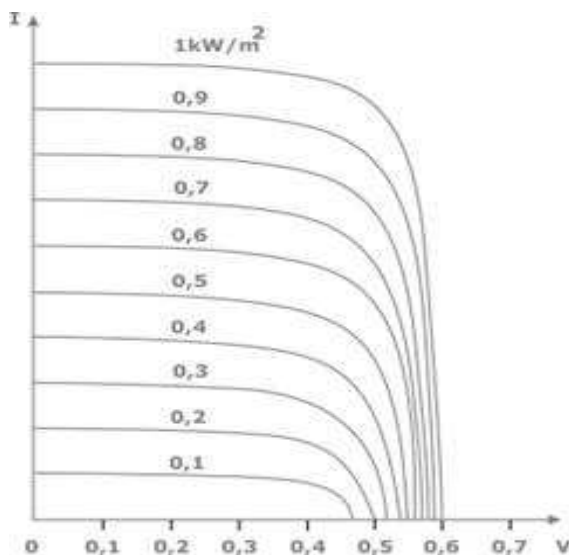


Figura 2.3: Curva caratteristica in funzione della radiazione

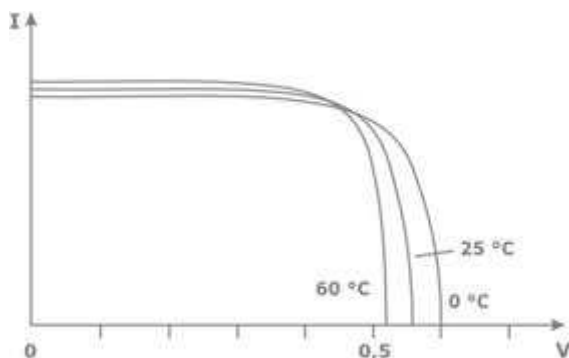


Figura 2.4: Curva caratteristica in funzione della temperatura (diverse condizioni d'illuminazione.)

## 2.3 Effetto fotovoltaico

Un impianto fotovoltaico trasforma direttamente ed istantaneamente l'energia solare in energia elettrica senza l'utilizzo di alcun combustibile.

La tecnologia fotovoltaica sfrutta infatti l'effetto fotovoltaico, per mezzo del quale alcuni semiconduttori opportunamente "drogati" generano elettricità se esposti alla radiazione solare.

I principali vantaggi degli impianti fotovoltaici possono riassumersi in:

- generazione distribuita nel luogo dove serve;
- assenza di emissione di sostanze inquinanti;
- risparmio di combustibili fossili;
- affidabilità degli impianti poiché non vi sono parti in movimento (vita utile di norma superiore ai 20 anni);
- ridotti costi di esercizio e manutenzione;
- modularità del sistema (per incrementare la potenza dell'impianto è sufficiente aumentare il numero di pannelli) secondo le reali esigenze dell'utente.



Le principali applicazioni degli impianti fotovoltaici sono:

- impianti (con sistemi di accumulo) per utenze isolate dalla rete (stand alone);
- impianti per utenze collegate alla rete di bassa tensione (grid connected);
- centrali di produzione di energia elettrica fotovoltaico, generalmente collegate alla rete in media tensione.

Quando un materiale semiconduttore di tipo p viene a trovarsi in contatto con un materiale di tipo n si parla di giunzione pn. Tale giunzione genera un campo elettrico interno (campo elettrico built-in) nei pressi dell'interfaccia tra i due materiali.

A causa della diversa concentrazione di elettroni e lacune nelle due regioni si origina una corrente di diffusione di elettroni verso la regione di tipo p e di lacune verso la regione di tipo n.

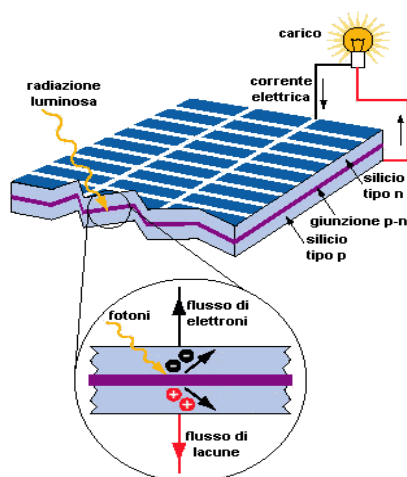


Figura 2.5: Principio fotovoltaico.

Il movimento di queste cariche lascia atomi ionizzati (gli atomi sono fissi, per cui non possono seguire gli elettroni e le lacune nel loro movimento) e questo produce accumuli di carica, uguali e di segno opposto, sui due lati della giunzione; a questi accumuli di carica corrisponde un campo elettrico diretto, ovviamente, dalle cariche positive (nella regione di tipo n) verso le cariche negative (nella regione di tipo p); questo campo genera a sua volta due correnti di trascinamento, una di elettroni ed una di lacune, dirette in verso opposto alle rispettive correnti di diffusione.

In condizioni di equilibrio le correnti si compensano e la corrente netta attraverso la giunzione è nulla. Questo campo elettrico interno produce il cosiddetto effetto diodo: se si applica ai capi della giunzione una tensione con polarità uguali a quelle della tensione di built-in (la cui polarità positiva è nella regione di tipo n), il campo elettrico risulta rafforzato, per cui non si ha passaggio di corrente, fatta eccezione per quei pochi elettroni che riescono a superare la barriera costituita dalla tensione di built-in e dalla tensione esterna; se invece la tensione esterna è applicata con polarità opposte a quelle della tensione di built-in, il campo elettrico interno viene ridotto o annullato e si ha un aumento della corrente che è di tipo esponenziale:

$$I_j = I_o * e^{\frac{qV}{kT} - 1}$$

dove:

$V$  = tensione applicata

$I_o$  = corrente inversa di saturazione (corrente che si ottiene nella giunzione in presenza di una forte tensione negativa).

Supponiamo che la regione di tipo n sia esposta alla radiazione solare: la regione viene attraversata dalla luce che raggiunge la sezione di interfaccia con la regione di tipo p; qui i fotoni vengono assorbiti dagli elettroni: alcuni di questi fotoni hanno un'energia pari o superiore al gap di banda proibita del semiconduttore, per cui gli elettroni che li assorbono acquistano energia sufficiente per rompere i legami che li legano ai rispettivi atomi e diventare portatori di carica.

Abbiamo cioè una generazione di portatori di carica che sono elettroni nella banda di conduzione e lacune nella banda di valenza. Tali portatori vengono separati dal campo elettrico esistente ed inviati verso le estremità della cella. In corrispondenza di tali estremità ci sono dei contatti elettrici: chiudendo questi contatti mediante un circuito si genera una corrente elettrica all'interno del circuito, il che consente il trasferimento di energia al carico.

La corrente elettrica netta attraverso la giunzione è:

$$I = I_{sc} - I_j$$

La corrente  $I_j$  è determinata dalla tensione applicata dall'esterno ed è composta da portatori che si muovono accelerati dal campo elettrico applicato dall'esterno.

La corrente  $I_{sc}$  è composta da portatori che si muovono accelerati dal campo elettrico interno.

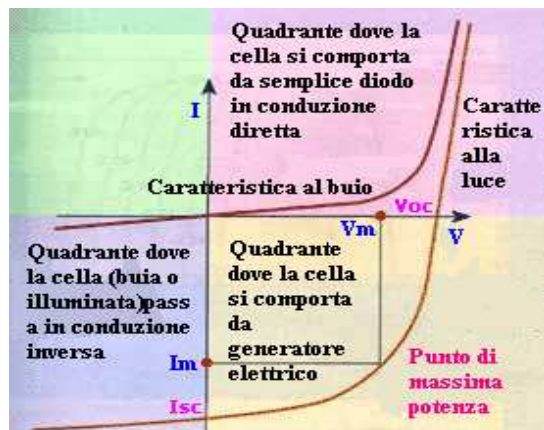


Figura 2.6:

La curva superiore mostra l'andamento della corrente nella giunzione in funzione della tensione applicata dall'esterno in assenza di illuminazione. Per  $V=0$  non c'è corrente nella giunzione.

La curva sottostante mostra invece quello che accade in presenza di illuminazione: in assenza di tensione applicata dall'esterno c'è una corrente  $I_{sc}$  non nulla e negativa attraverso la giunzione.

Nello studio delle celle solari interessa il solo quadrante di potenza: quadrante in cui  $V>0$  ed  $I<0$ . Tali valori determinano una potenza negativa, ossia una potenza che la cella fornisce al carico.

La potenza di una cella fotovoltaica varia al variare della sua temperatura e della radiazione solare. Se alla cella fotovoltaica non è applicato nessun carico, e non vi è nessun collegamento di corto circuito tra i contatti metallici fronte-retro, il processo fotovoltaico farà comparire ai suoi estremi una differenza di potenziale massima di circuito aperto (open circuit) denominata  $V_{op}$  (in questa condizione la corrente nel dispositivo è nulla); in condizione di corto circuito (short circuit), invece, tra il fronte e il retro della cella, si misura una corrente massima denominata  $I_{sc}$  con una tensione nulla agli estremi.

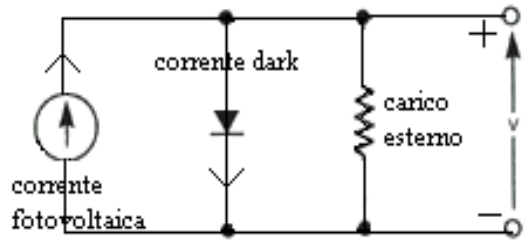
Quando è presente un carico esterno, la corrente  $I_{sc}$  diminuisce di una quantità pari alla corrente scura (dark current) della cella e di direzione opposta a quella generata dal processo fotovoltaico, questo perché con un carico esterno la cella diventa un diodo cui è applicata una tensione; quindi nella cella oltre a generarsi una corrente per effetto fotovoltaico, ci sarà anche una corrente di diodo (dark current).

Se scegliamo per convenzione che la fotocorrente sia positiva, la corrente totale all'interno della cella è data dalla somma algebrica della corrente di corto circuito ( $I_{sc}$ ) con la dark current ( $I_{dark}$ ):  $I(V) = I_{sc} - I_{dark}(V)$

o per un diodo ideale:

$$I(V) = I_{sc} - I_o * e^{\frac{qV}{kT} - 1}$$

Figura 2.7: circuito equivalente di una cella solare.



Il regime di funzionamento di una cella è quello in cui esso fornisce potenza, e la potenza,  $P = V * I$ , raggiunge un massimo nel cosiddetto punto di funzionamento della cella o punto di potenza massima, questo accade ad un certo voltaggio  $V_m$  a cui corrisponde una corrente  $I_m$ .

Quindi data una cella avente una certa caratteristica tensione-corrente, il carico a cui la cella fornisce potenza massima è dato da:  $V_m / I_m$ .

La potenza massima estraibile dalla cella in condizioni di irradianza e temperature specificate STC viene definita essere la potenza nominale ( $W_n$ ) o di picco ( $W_p$ ).

Per la cella si definisce poi un fattore di riempimento, in inglese Fill Factor ( $FF$ ), dato dal seguente rapporto:

$$FF = I_m * V_m / I_{sc} * V_{oc}$$

che è un indice della "quadratura" della curva I-V.

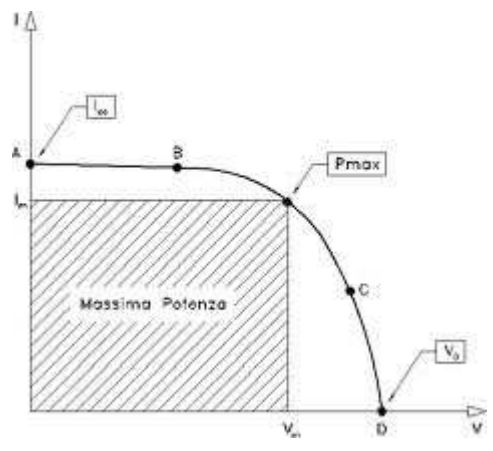


Figura 2.8: Caratteristica I-V del generatore FV.

L'efficienza  $\eta$  della cella fotovoltaica è data dal rapporto della potenza massima della cella con la potenza fornita dalla luce solare incidente  $P_s$  :

$$\eta = I_{\max} * V_{\max} / P_s$$

L'efficienza si può esprimere in funzione del fill factor  $FF$  :

$$\eta = I_{sc} * V_{oc} * FF / P_s$$

Queste quattro quantità  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ ,  $FF$  e  $\eta$  sono le caratteristiche chiavi di performance di una cella solare.

Cause di inefficienza di una cella fotovoltaica sono:

- inefficienza di penetrazione dei fotoni all'interno della cella;
- inefficienza di conversione dell'energia dei fotoni in energia della coppia elettrone-lacuna;
- inefficienza di conversione dell'energia posseduta dalle coppie elettrone-lacuna in energia elettrica;
- inefficienza di trasferimento al carico dell'energia fotoelettrica prodotta.

## **2.4 Impianti fotovoltaici**

Un impianto di tipo fotovoltaico esteticamente si presenta in maniera molto simile rispetto a quello a pannelli solari termici a circolazione forzata, in quanto, anche in questo caso i moduli fotovoltaici vengono adagiati comodamente sul tetto e, visivamente, solo questo apparirà all'esterno della propria abitazione.

L'energia elettrica prodotta è normalmente a bassa tensione e a corrente continua, quindi per essere utilizzata nella nostra abitazione va trasformata in corrente alternata a 220 V: questo viene realizzato attraverso l'uso di uno strumento chiamato inverter.

In estrema sintesi, quindi, un impianto a moduli fotovoltaici si compone di una serie di pannelli adagiati sul tetto, di un inverter e di un contatore fornito dall'ENEL che serve per immettere l'energia prodotta direttamente nella rete elettrica della nostra città.

Data la variabilità giornaliera e stagionale dell'irradianza solare, per la continuità di servizio, è richiesto un immagazzinamento di energia normalmente attuato da accumulatori elettrochimici.

Un generatore FV produce energia elettrica sotto forma continua (CC), mentre la maggior parte degli utilizzatori è alimentata con energia sotto forma alternata (CA), che può essere ottenuta con convertitori CC/CA o inverter.

Gli impianti FV si possono classificare in impianti autonomi ("stand alone") con e senza accumulatori, e impianti connessi a rete ("grid connected") centralizzati e distribuiti.

Nell'esercizio di tali impianti si constata che la maggior parte dei guasti non dipende dal generatore FV, ma dagli altri componenti. Questo si spiega perché, pur essendo matura la tecnologia di tali componenti, essi lavorano in condizioni anomale per la presenza dei generatori FV che presentano caratteristiche diverse da quelle dei generatori tradizionali.

#### **2.4.1 Impianti fotovoltaici "stand alone"**

I principali componenti che costituiscono un impianto fotovoltaico isolato sono:

- moduli fotovoltaici;
- regolatore di carica;
- inverter;
- sistema di accumulo (batterie di accumulo).

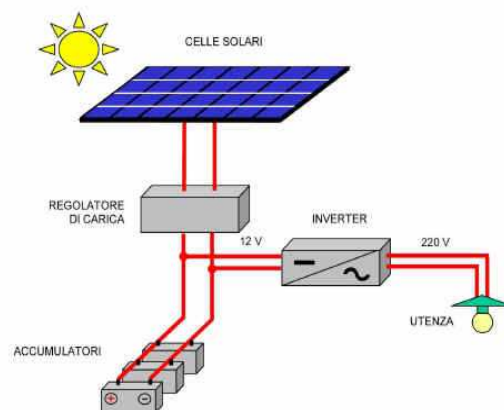


Figura 2.9: Schema di un impianto isolato. (stand-alone)

In tale tipologia di impianti, l'energia prodotta dai moduli fotovoltaici viene immagazzinata in batterie di accumulo. Il carico viene alimentato, attraverso il regolatore di carica, dall'energia accumulata nelle batterie. Il campo fotovoltaico è sovra-dimensionato al fine di consentire, durante le ore di insolazione, sia l'alimentazione del carico, sia la ricarica delle batterie di accumulo, con un certo margine di sicurezza per tener conto delle giornate di scarsa insolazione.

Questo è il caso dove, almeno allo stato attuale, il fotovoltaico può risultare più conveniente rispetto ai tradizionali sistemi di produzione e distribuzione dell'energia. La trasmissione dell'energia per lunghe distanze e per piccole potenze comporta infatti un onere in strutture e manutenzione spesso non giustificabile; si preferisce perciò ricorrere alla generazione dell'energia in loco.

Il regolatore di carica serve sostanzialmente a preservare gli accumulatori da un eccesso di carica ad opera del generatore fotovoltaico e da un eccesso di scarica dovuto all'utilizzazione. Entrambe le condizioni sono nocive per la corretta funzionalità e la durata degli accumulatori.

Poiché generalmente la potenza richiesta dall'utente non segue l'intensità della radiazione solare (e di conseguenza della produzione elettrica di un impianto fotovoltaico) una parte dell'energia prodotta dal campo fotovoltaico deve essere immagazzinata per poi essere riutilizzata quando necessario dall'utente.

E' questo lo scopo del sistema di accumulo.

Un sistema di accumulo è costituito da un banco di accumulatori ricaricabili, dimensionato in modo da garantire la sufficiente autonomia di alimentazione del carico elettrico. Le batterie per uso fotovoltaico devono avere i seguenti requisiti:

- basso valore di autoscarica;
- lunga vita stimata;
- manutenzione quasi nulla;
- elevato numero di cicli di carica-scarica.

Per quanto concerne invece l'inverter, il suo scopo nel caso di sistemi isolati è quello di trasformare l'energia elettrica di tipo continuo (CC) prodotta dal campo fotovoltaico in energia alternata (CA) necessaria per l'alimentazione diretta degli utilizzatori.

In tal caso l'inverter deve essere dimensionato in modo tale da riuscire ad alimentare direttamente il carico che si vuole ad esso collegare.

E' evidente che comunque l'inverter in questa tipologia impiantistica (impianti isolati) non è un componente indispensabile. Infatti è possibile anche fare in modo di alimentare direttamente in corrente continua a bassa tensione il carico.

Circa il funzionamento di tali impianti FV, si possono fare queste osservazioni:

- il generatore FV è un generatore di corrente direttamente proporzionale all'irradianza;
- la batteria è un generatore di tensione costante che eroga potenza in fase di scarica e ne assorbe in fase di carica.

Ad una data temperatura, come detto, il generatore FV eroga una corrente proporzionale all'irradianza. Poiché la tensione è imposta dalla batteria, il flusso di potenza FV è direttamente regolato dall'irradianza. Perciò il generatore FV e l'accumulatore sono equivalenti ad un unico generatore di tensione, la cui corrente proviene dal generatore FV e dalla batteria.

Pertanto, durante le ore di luce, la potenza prodotta dal generatore FV dipende dall'irradianza, mentre la potenza della batteria compensa il surplus o il deficit di potenza FV rispetto alla potenza richiesta dal carico.



Se il carico è in corrente alternata, l'energia elettrica, prodotta da generatore FV e accumulatore sotto forma di corrente continua, è fornita, mediante inverter, al carico. Il regolatore di carica serve per preservare la vita dell'accumulatore, evitando scariche e cariche eccessive. In particolare, il regolatore disattiva il carico, quando lo stato di carica della batteria è troppo basso e disattiva il generatore FV quando lo stato di carica è troppo alto.

L'inverter, dotato di trasformatore elevatore, converte la tensione CC in tensione sinusoidale a una data frequenza (ad es. 50 Hz) e fornisce il livello di tensione richiesto dal carico (230 V), garantendo la separazione galvanica tra lato CC e lato CA.

Poiché in un carico monofase in CA la potenza istantanea fluttua a frequenza doppia rispetto a quella della tensione di alimentazione ( $p \approx \sin^2 \omega t$  con  $\cos \varphi = 1$ ), nel lato CC si manifesta un'ondulazione ("ripple") sulla corrente, che può essere negativa per la vita della batteria. Per limitare questo ripple, si possono impiegare filtri ad hoc.

Gli impianti FV autonomi con accumulatori, oltre che per alimentare stazioni di telecomunicazioni e di monitoraggio ad esempio in impianti idroelettrici, sono soprattutto impiegati per elettrificazione rurale in località "fuori rete" e in Paesi in via di sviluppo.

Attualmente le applicazioni più diffuse servono ad alimentare:

- apparecchiature per il pompaggio dell'acqua;
- ripetitori radio, stazioni di rilevamento e trasmissione dati (meteorologici o sismici);
- sistemi di illuminazione;
- segnaletica sulle strade, nei porti e negli aeroporti;
- alimentazione dei servizi nei camper;
- impianti pubblicitari;
- rifugi in alta quota.

#### **2.4.2 Impianti fotovoltaici "grid connected"**

Gli impianti collegati permanentemente alla rete elettrica assorbono energia da essa nelle ore in cui il generatore fotovoltaico non è in grado di produrre l'energia necessaria a soddisfare il bisogno dell'impianto utilizzatore. Viceversa, se il sistema fotovoltaico produce energia elettrica in eccesso rispetto al fabbisogno dell'impianto utilizzatore, il surplus viene immesso in rete: sistemi connessi alla rete non necessitano pertanto di batterie di accumulatori.

Gli impianti FV connessi a rete ("grid connected") si classificano in centralizzati e decentralizzati.

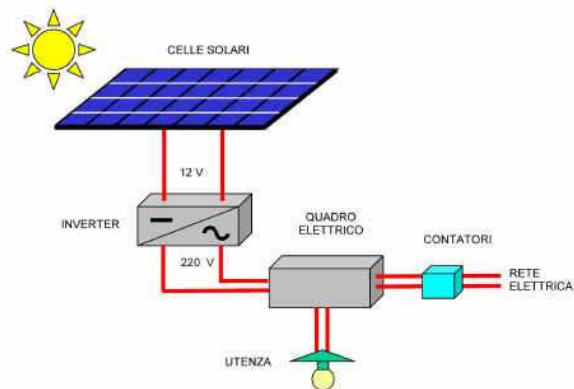


Figura 2.10: Schema di un impianto connesso alla rete pubblica.

I principali componenti che costituiscono un impianto fotovoltaico connesso in rete sono:

- moduli fotovoltaici;
- inverter per la connessione in rete;
- dispositivo di interfaccia con la rete elettrica;
- contatore di energia bidirezionale.

L'inverter è un componente tra i più importanti nei sistemi collegati in rete perché massimizza la produzione di corrente del dispositivo fotovoltaico ed ottimizza il passaggio di energia tra il modulo fotovoltaico ed il carico.

L'inverter è un dispositivo che trasforma l'energia continua prodotta dai moduli (12 V, 24 V, 48 V, etc.) in energia alternata (generalmente 220 V) per alimentare il carico-utente e/o immetterla nella rete, con la quale lavora in regime di interscambio.

Gli inverters per il collegamento alla rete elettrica generalmente sono dotati di un dispositivo elettronico che permette di estrarre la massima potenza, istante per istante, dal generatore fotovoltaico. Tale dispositivo è l'inseguitore del punto di massima potenza (MPPT) ed ha appunto lo scopo di adattare le caratteristiche di produzione del campo fotovoltaico alle esigenze del carico.

L'importanza dell'inverter è legata al fatto che un generatore fotovoltaico fornisce valori di tensione e corrente variabili in funzione dell'irraggiamento e della temperatura, mentre il carico necessita, solitamente, di un valore costante della tensione di alimentazione.

Il dispositivo di interfaccia con la rete ha lo scopo di fare in modo che la forma d'onda dell'energia elettrica immessa in rete abbia tutte le caratteristiche richieste dal fornitore locale di energia.

Per ultimo, il contatore di energia misura l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico durante il suo periodo di funzionamento.

Gli impianti FV centralizzati, di proprietà degli Enti produttori o distributori dell'energia elettrica, hanno potenze fino a qualche MWp e possono servire come centrali di

punta per alimentare la rete trifase in media tensione. La messa in funzione è quasi immediata e la loro produzione (massima intorno a mezzogiorno) è concentrata nel periodo di massimo carico per la rete (ore centrali della giornata). Per il regolare funzionamento della rete (stabilità della tensione, etc.), si stima che la potenza immessa non debba superare il 20% della potenza della rete, altrimenti sono necessari interventi di regolazione ad hoc.

Tali impianti FV spesso sfruttano inverter a tiristori, perciò i filtri, necessari per ridurre il contenuto armonico della corrente immessa in rete, possono servire per rifasamento, dato il comportamento fortemente induttivo di questi inverter. Per questa applicazione, tuttavia, non vi sono vincoli stringenti per il fattore di potenza.

Gli impianti FV decentralizzati (o distribuiti), normalmente di proprietà di privati, sono realizzati allo scopo di alimentare in bassa tensione i carichi di utenze residenziali (ad es. case solari con facciate e tetti FV), per conseguire un apprezzabile risparmio energetico. In tal caso, senza bisogno di accumulatori, la rete garantisce continuità di servizio e permette lo scambio tra l'energia prodotta in eccesso dal generatore FV e l'energia in difetto (mancanza totale di notte) rispetto alla richiesta del carico locale. Si noti che la rete riceve energia, quando l'assorbimento dei carichi è massimo.

Riguardo il funzionamento del sistema, si enunciano i seguenti punti:

- poiché in un sistema sinusoidale monofase la potenza istantanea fluttua a frequenza doppia rispetto a quella della tensione di rete, si manifesta un ripple a frequenza doppia sulla tensione del generatore FV che lavora soltanto istantaneamente nel punto di massima potenza;
- un condensatore all'ingresso dell'inverter ha il compito di ridurre tale ripple, facendosi carico della fluttuazione della potenza istantanea.

All'interfaccia con la rete di distribuzione devono essere presenti dispositivi per quantificare l'energia comprata dalla rete e quella venduta alla rete: allo scopo si usano due contatori monodirezionali, se il prezzo dell'energia comprata è diverso da quello dell'energia venduta, oppure un unico contatore bidirezionale.

Per questi impianti FV esistono norme che stabiliscono vincoli sulla qualità della potenza eventualmente immessa in rete e cioè:

- tensione in ampiezza e frequenza entro i limiti dell'Ente distributore;
- distorsione armonica di corrente inferiore al 5%;
- fattore di potenza superiore a 0,9.

Inoltre le norme prescrivono la disattivazione automatica dell'impianto FV in caso di caduta della tensione di rete ovvero protezione dal funzionamento in isola: questo compito è attuato dalle protezioni di interfaccia mediante relè di sovra/sotto frequenza, sovra/sotto tensione e relè per la misura dell'impedenza di rete.

L'applicazione più promettente degli impianti FV decentralizzati è rappresentata dall'integrazione nelle facciate e nei tetti di edifici.

## **2.5 Componenti degli impianti fotovoltaici**

### **2.5.1 Generatore fotovoltaico**

Per ottenere una prefissata potenza, è necessario collegare tra loro più moduli FV, perché questi hanno potenze che vanno da  $10W_p$  circa fino a oltre  $200W_p$ .

Questi raggruppamenti di moduli danno luogo a strutture più complesse, individuate nella terminologia fotovoltaica da termini specifici:

- stringa: è un gruppo di moduli (o di celle), meccanicamente preassemblati ed elettricamente collegati o in serie, utilizzabile come unità indipendente da installare nell'impianto;
- array (matrice): è un insieme di pannelli (o di moduli) assemblati con la struttura di supporto;
- campo fotovoltaico: è l'insieme di tutti gli array che costituiscono il generatore completo.

Nella maggior parte dei casi, il generatore è realizzato collegando in parallelo stringhe costituite da moduli connessi in serie tra loro.

Analogamente a quanto già esaminato per le singole celle, i collegamenti serie/parallelo dei moduli, per dissimmetrie (mismatching) dovute a diversità intrinseca delle caratteristiche  $I(U)$ , ombatura (shading effect) etc., possono portare a una riduzione di potenza erogata, formazione di "hot spots", per cui è necessario impiegare adatte protezioni.

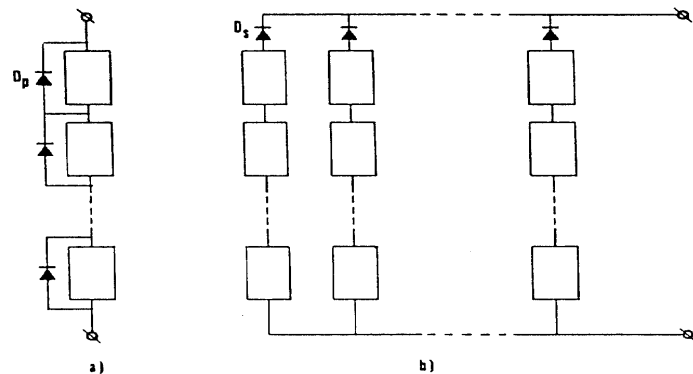
In una stringa di moduli collegati in serie, si connette in antiparallelo ad ognuno di essi un diodo di protezione o bypass DP. L'effetto di questo diodo è duplice, protegge dalle tensioni inverse la cella oscurata e, con la sua azione di bypass, la potenza erogata dalla stringa si riduce solo del contributo del modulo, evitando il "fuori servizio" dell'intera stringa.

Per la protezione da dissimmetrie nei collegamenti in parallelo dei moduli, si dispone un diodo di protezione DS in serie al modulo, o alla stringa di moduli in serie. Il diodo DS percorso dalla corrente generata dal modulo (o dai moduli) provoca una caduta di tensione dovuta alla sua tensione di soglia (0,60, 8 V), che deve risultare trascurabile rispetto alla tensione generata dal modulo (o dai moduli in serie) per limitare le perdite di potenza ad essa associate.

Se una cella in una stringa è difettosa, si crea un'asimmetria nelle tensioni fra le stringhe in parallelo, per cui il diodo DS funziona da blocco e la stringa considerata non subisce danni, ma non contribuisce alla produzione di potenza.

Inoltre, in assenza di illuminamento, il diodo DS protegge i moduli dall'assorbimento di correnti inverse dovute a f.e.m. esterne generate da accumulatori, motori, etc..

Figura 2.11: Diodi di protezione:  
a) parallelo, b) serie nella  
configurazione parallela di serie.



Nel progetto di un generatore fotovoltaico, la scelta ottimale dei collegamenti fra i moduli (o i pannelli), ossia la configurazione del campo fotovoltaico, determina il rendimento e l'affidabilità del generatore alla presenza di cause perturbanti come: mancanza di uniformità dei parametri delle celle, ombreggiamenti casuali, deterioramento dei materiali, guasti, fulminazioni, etc..

La determinazione della configurazione più idonea per ottenere le migliori prestazioni non è né univoca né semplice e va scelta secondo le circostanze (tensione costante al carico, minime perdite di potenza, etc.).

Ad esempio nella configurazione parallelo di serie, fig. 2.11, la presenza di una cella oscurata in una stringa influenza poco la tensione fornita al carico, però viene meno il contributo di potenza dell'intera stringa.

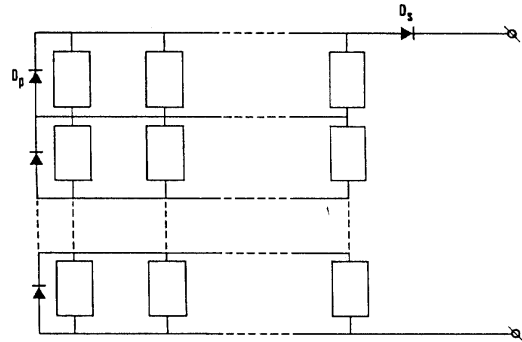
La configurazione serie di parallelo, fig. 2.12, ha il vantaggio di richiedere un solo diodo di protezione DP in parallelo a ciascuna stringa di moduli in parallelo; tuttavia il diodo DP deve poter sopportare correnti più intense.

Per contro, la presenza di celle ombrate può, soprattutto nel funzionamento a circuito aperto, essere pericolosa per il modulo contenente le celle stesse, non essendoci diodi serie di protezione.

Se un generatore FV alimenta un carico, il punto di lavoro, individuato dall'intersezione della  $I(U)$  del generatore con la caratteristica del carico, può

essere un punto qualsiasi della curva  $I(U)$  i cui estremi sono rispettivamente la corrente di corto circuito  $I_{sc}$  e la tensione a vuoto  $U_{oc}$ .

Figura 2.12: Configurazione serie di parallelo.



Il funzionamento del generatore per i punti di lavoro sul tratto  $(I_{sc}, P_m)$  e sul tratto  $(P_m, U_{oc})$  si può approssimare, con due rette di diversa pendenza, rispettivamente a quello di un generatore reale di corrente e di un generatore reale di tensione.

Per un dato valore di irradianza e temperatura, la migliore utilizzazione del generatore si ottiene quando il punto di lavoro cade nel punto  $P_m$  di massima potenza. Per sfruttare appieno un generatore fotovoltaico, che lavora a potenza di ingresso imposta, è necessario adattare il carico al generatore, mentre questa condizione è inaccettabile nei generatori tradizionali di potenza prevalente.

A temperatura costante, al diminuire della irradianza  $G$ , la corrente di corto circuito del generatore FV diminuisce proporzionalmente, mentre la tensione a circuito aperto è sensibilmente costante. Pertanto il luogo dei punti di massima potenza  $P_m$  erogabile dal generatore si pone su una linea praticamente verticale.

Quindi il collegamento diretto "generatore fotovoltaico - carico resistivo costante" non è vantaggioso.

Un carico utilizza in modo ottimale la potenza elettrica erogabile dal generatore FV quanto più la sua caratteristica riesce a sovrapporsi alla linea luogo della potenza massima  $P_m$ .

Il rendimento del generatore dipende da:

- rendimento dei singoli pannelli o moduli;
- perdite per scostamento dalle condizioni di funzionamento effettive da quelle nominali (5 ÷ 8%);

- perdite per riflessione della radiazione solare incidente: il rendimento nominale è misurato per radiazione incidente perpendicolare, mentre in realtà l'angolo d'incidenza e quindi la quota riflessa variano in funzione dell'ora del giorno (3%);
- perdite di mismatch tra le stringhe: in una serie di moduli la corrente è limitata dal modulo che eroga l'ampereaggio più basso, mentre in un parallelo è il voltaggio ad essere limitato dal modulo che ha la tensione di lavoro minore. Tale fenomeno può arrivare a provocare perdite dell'ordine del 5 ÷ 10% della potenza nominale che possono essere sensibilmente ridotte studiando un'opportuna e specifica configurazione serie-parallelo del generatore.

### **2.5.2 Accumulatori**

Nei sistemi FV isolati l'immagazzinamento dell'energia viene, in genere, effettuato mediante accumulatori elettrochimici. La presenza di batterie di accumulo permette di far fronte a punte di carico, senza dover sovradimensionare i generatori, nonché di garantire la continuità dell'erogazione di energia, anche in caso di basso irraggiamento o guasto dei generatori. Inoltre, la batteria di accumulo svolge il compito di realizzare l'accoppiamento ottimo fra il generatore fotovoltaico ed il resto del sistema.

Di seguito se ne riportano le caratteristiche principali.

- tensione nominale  $U_{nom}$ : tensione alla quale l'energia immagazzinata è normalmente restituita (dipende dalla temperatura con coefficiente negativo);
- tensione massima di carica  $U_{max}$  e minima di scarica  $U_{min}$  oltre le quali si riduce la reversibilità delle reazioni;
- capacità: quantità di carica espressa in amperora [Ah] che può erogare alla temperatura nominale di 20°C, in un tempo di scarica normalmente di 10 h. La capacità diminuisce al diminuire del tempo di scarica e della temperatura. Il tempo di scarica pone un limite alla corrente erogabile;
- massima profondità di scarica DOD ("Depth Of Discharge"): capacità prelevabile, espressa in per cento, senza compromettere la vita dell'accumulatore;
- durata espressa in numero di cicli di carica e scarica riferiti a una data DOD, spesso del 50%;
- tasso di autoscarica: rapporto in per cento tra la carica perduta a vuoto e la capacità nominale;

- densità di energia (elettrica) accumulabile in  $Wh/l$  o  $[Wh/kg]$  che è circa 60 volte inferiore alle analoghe densità di energia (termica) immagazzinata nei combustibili liquidi.

Gli accumulatori per impianti FV, caratterizzati da un tempo di scarica di 100 h, devono presentare durata elevata, almeno 700 cicli per DOD=80% (510 anni), ridotta manutenzione ed elevata affidabilità.

A parte l'uso di accumulatori al nichel-cadmio, limitato ad applicazioni per basse temperature, di solito si impiegano accumulatori al piombo più convenienti economicamente. Questi presentano per elemento:  $U_{nom} = 2\text{ V}$ ;  $U_{min} = 1,8\text{ V}$ ;

$U_{max} = 2,4\text{ V}$  alla temperatura nominale di 20°C.

Gli accumulatori al piombo per avviamento di autoveicoli, di basso costo, presentano un'elevata corrente allo spunto e un numero di cicli molto ridotto ( $\approx 5$ ), per questo motivo non sono adatti all'applicazione negli impianti FV, in cui sono sfruttati gli accumulatori per usi stazionari con capacità anche superiori al migliaio di amperora. Per evitare scariche profonde con fenomeni di solfatazione ( $U < 1,9\text{ V}$ ) e cariche eccessive con sviluppo di idrogeno e pericolo di esplosione in assenza di aerazione ( $U > 2,3\text{ V}$ ), si impiegano opportuni regolatori di carica di tipo serie e parallelo. In casi molto particolari, questi possono non essere impiegati con l'uso di moduli FV, progettati in modo che gli accumulatori non possano lavorare al di fuori dell'intervallo di tensione permesso.

La presenza degli accumulatori consente anche di migliorare il rendimento di utilizzazione del generatore perché il punto di lavoro è praticamente determinato dalla tensione degli accumulatori, scelta in corrispondenza della fascia di potenza massima erogabile dal generatore.

### **2.5.3 Convertitori CC/CA (inverter)**

Il convertitore corrente continua/corrente alternata ha il compito di trasformare l'energia fotovoltaica prodotta in CC in corrente alternata CA della frequenza desiderata.

Questo apparato converte la corrente continua generata dalle celle solari in corrente alternata e si collega sincronicamente alla rete elettrica.

Dal momento che l'unità di controllo è alimentata dai moduli fotovoltaici, l'apparato è completamente spento durante la notte e quindi non consuma assolutamente energia.

I requisiti richiesti ad un inverter atto a funzionare in un impianto fotovoltaico sono:

- bassa distorsione armonica;



- dimensioni e peso limitati;
- elevata affidabilità;
- elevato rendimento che si ha solo se la potenza in ingresso è superiore al 10% della sua potenza nominale.
- 

#### **2.5.4 Protezioni**

I dispositivi di sicurezza per gli impianti di autoproduzione connessi alla rete hanno il compito fondamentale di impedire il funzionamento in isola degli impianti stessi.

E', infatti, teoricamente possibile che un'improvvisa mancanza della rete per guasto non causi la disconnessione automatica degli impianti ma, a causa del proseguire del funzionamento di uno o più sistemi, si assista all'assenza di energia generata centralmente ed alla presenza dell'energia generata perifericamente dai sistemi che proseguono il loro funzionamento in isola. Questo fatto è suscettibile di creare condizioni di rischio per chi debba intervenire sulla rete a ripristinare le condizioni di corretto funzionamento.

Le protezioni costituiscono un punto critico per la sicurezza e l'affidabilità di un sistema FV. Il campo FV è protetto contro i surriscaldamenti localizzati ("hot spots"), dovuti per es. a ombratura, a diodi di bypass in parallelo ad ogni modulo e a diodi di blocco in serie ad ogni stringa (negli impianti connessi a rete il MPPT fa lavorare il campo all'80% circa della tensione a vuoto, quindi è molto poco probabile la formazione di correnti inverse, tant'è che alcuni progettisti omettono i diodi di blocco).

Inoltre su ogni stringa del campo FV sono previsti fusibili e sezionatori.

La corrente di corto circuito dei moduli FV è compatibile con il loro normale funzionamento, infatti non supera il 115% della corrente nominale; perciò i fusibili, disposti su ogni stringa del generatore FV, servono per proteggere porzioni di conduttura di una stringa da correnti di corto circuito provenienti dalle altre stringhe (se le stringhe in parallelo sono N, la corrente di corto circuito totale vale (N-1) volte quella di una stringa).

L'uso dei fusibili può essere evitato impiegando, fino a determinati livelli di tensione del generatore (ad es. 800 V), moduli FV e condutture in doppio isolamento, che sono a prova di guasto a terra e di corto circuito. Pertanto il polo positivo e quello negativo del generatore sono isolati rispetto a terra.

È buona norma, nel realizzare la configurazione del generatore FV, ridurre al minimo la superficie abbracciata dalle maglie che lo costituiscono, per attenuare la possibilità di concatenamento di flusso magnetico. Le sovratensioni impulsive (per es. di origine atmosferica) di tipo indiretto vengono assorbite da varistori.

Non è stato ancora stabilito in modo univoco se l'intelaiatura metallica dei moduli FV deve essere o meno collegata all'impianto di protezione contro le fulminazioni, perché la probabilità di fulminazione sui generatori FV (anche per quelli collocati sul tetto di edifici) è molto bassa.

Negli impianti FV con accumulatori, la sicurezza delle batterie è un elemento basilare: fusibili o interruttori automatici proteggono dal corto circuito, che se dovesse accadere, implicherebbe il rischio di esplosione ed incendio. Questa protezione è normalmente integrata nei regolatori di carica che impediscono una carica eccessiva e una scarica profonda.

Negli impianti FV provvisti di inverter, la conduttura, isolata da terra, che collega il generatore FV con l'inverter, è protetta contro i contatti indiretti da un dispositivo per il monitoraggio della corrente di dispersione verso terra. In alternativa, si adottano inverter in doppio isolamento senza bisogno del dispositivo di monitoraggio.

Come il generatore FV, anche l'inverter è protetto da varistori, sia sul lato CC sia sul lato CA, contro le sovratensioni impulsive di tipo indiretto.

Inoltre gli inverters per connessione a rete devono essere provvisti di protezioni all'interfaccia con la rete: in particolare sono necessari relè di massima/minima tensione e di massima/minima frequenza che disattivino l'inverter in caso di superamento delle soglie di tensione e frequenza, prestabilite in base al contratto di fornitura.

## **CAP. 3     Progettazione**

### ***3.1 Progetto di impianti fotovoltaici***

Nel progetto degli impianti FV è di fondamentale importanza verificare la presenza di ombre, dovute ad es. a: vegetazione, costruzioni, nevosità, ventosità e nebbiosità.

Queste informazioni determinano il collocamento del generatore FV, la sua esposizione al Sud geografico e le caratteristiche delle strutture di sostegno.

Occorre inoltre stimare:

- la produzione energetica del generatore FV (Energia = Potenza x Tempo di utilizzo);
- il consumo energetico, per ogni mese, dei carichi che il generatore FV deve alimentare;
- potenza di picco richiesta dal carico (richiesta giornaliera di energia/ore equivalenti, dove le ore equivalenti corrispondono al periodo di tempo in cui l'irraggiamento è pari a  $1000 \frac{W}{m^2}$ ). Questo elemento è indispensabile per un corretto dimensionamento dei convertitori statici CC/CA; l'energia prodotta da un modulo è linearmente proporzionale alla radiazione solare incidente sulla superficie dei moduli solari. E' quindi necessario effettuare tale calcolo basandosi sulle informazioni relative all'irraggiamento solare del sito;
- caratteristiche elettriche dell'energia richiesta: energia in CC o CA, se alternata la frequenza (requisiti di continuità di servizio);
- le perdite/cadute di tensione introdotte dai componenti che costituiscono l'impianto: la potenza dell'inverter.

Il criterio base per la progettazione di un impianto FV è il bilancio energetico tra l'energia raccolta dalla radiazione solare e l'energia assorbita dall'utenza tenendo conto dei rendimenti del sistema FV, dell'accumulo e dell'eventuale convertitore statico.

#### ***3.1.1 Disposizione dei moduli***

Stabilita la potenza dell'impianto, occorre stabilire la superficie e la disposizione dei moduli sul terreno, i quali, opportunamente inclinati rispetto al piano orizzontale, possono essere disposti o su di un'unica struttura portante o montati su più strutture separate poste in file parallele.

Nella loro disposizione sul terreno, i pannelli non devono ombreggiarsi tra loro se non nelle ore prossime all'alba o al tramonto quando il loro contributo energetico è limitato. Per ottenere ciò la distanza tra le file deve essere due volte la lunghezza dei pannelli.

Quando sono disponibili, si usano i diagrammi di carico (medi mensili) che rappresentano l'andamento della potenza assorbita dai carichi nelle 24 h. Dai diagrammi è così possibile calcolare il picco di potenza e l'energia giornaliera.

Se non si hanno a disposizione questi diagrammi di carico, si possono costruire diagrammi approssimati, conoscendo la potenza nominale di ogni apparecchio elettrico e la durata di utilizzo del medesimo. Conoscere l'orario di utilizzo è importante per valutare la contemporaneità dei carichi e quindi il picco di potenza.

Altrimenti in mancanza di questi dati, si possono calcolare il picco di potenza come somma delle potenze nominali degli apparecchi (contemporaneità di tutti i carichi) e l'energia come somma dei consumi energetici. L'uso di apparecchi elettrici ad alto rendimento, permettendo un risparmio energetico, è raccomandabile per ridurre la potenza di progetto del generatore FV.

La produzione fotovoltaica dovrebbe eguagliare, istante per istante, i consumi dei carichi, ma non essendo questo possibile, vengono in soccorso gli accumulatori oppure la rete. Si cerca, dunque, un equilibrio tra produzione e consumo su scala mensile oppure annuale.

Come si può intuire, la produzione energetica del FV è direttamente proporzionale all'irradiazione solare sulla superficie del generatore FV (in  $kWh/m^2$ ) ed i fattori di proporzionalità sono la superficie del generatore FV ed il rendimento di conversione. E' utile ragionare dal punto di vista del costo unitario dei moduli ( $€/kW$ ) espresso in funzione della potenza nominale che racchiude sia la superficie sia il rendimento.

Poiché la potenza nominale (o di picco) di un generatore FV è definita all'irradianza di  $1 kWh/m^2$ , l'irradiazione giornaliera in  $kWh/m^2$  divisa per l'irradianza di  $1 kWh/m^2$  è dimensionalmente il numero di ore, al giorno, di funzionamento alla potenza nominale del generatore FV. Questa durata è definita come "numero di ore equivalenti" all'irradianza di riferimento. In sostanza, si sostituisce all'andamento reale dell'irradianza un valore costante pari a  $1 kWh/m^2$  per un numero di ore tale da fornire l'irradiazione effettiva.

Pertanto il prodotto della potenza nominale del generatore FV per il numero di ore equivalenti giornaliera fornisce l'energia FV prodotta in un giorno. Questa rappresenta un valore teorico che non tiene conto di nessuna perdita: il rapporto tra l'energia effettivamente prodotta e questo valore teorico definisce il "Performance

Ratio" (PR) specifico per ogni impianto FV. Spesso il PR viene anche definito come efficienza del BOS (Balance of System).

Per es. gli impianti connessi a rete presentano mediamente  $PR = 0,70 \div 0,80$ , mentre gli impianti autonomi con batterie presentano  $PR = 0,55 \div 0,65$ .

Normalmente le ore equivalenti giornaliere rappresentano un valore medio mensile: 12 valori sono dunque sufficienti per calcolare il numero di ore equivalenti annuali.

Le ore equivalenti sono funzione dell'inclinazione (rispetto all'orizzontale) e dell'orientamento (rispetto ai punti cardinali) della superficie del generatore FV, perché l'irradiazione solare lo è.

In primo luogo, bisogna scegliere, nel sito di installazione dell'impianto FV, l'inclinazione ("tilt") e l'orientazione ottimali del generatore FV, a seconda del tipo di applicazione. Con un metodo illustrato in una norma specifica (UNI 8477), si può determinare da dati storici sul piano orizzontale l'irradiazione giornaliera media per ogni mese dell'anno, al variare degli angoli di inclinazione e di orientazione.

Si trova che, all'aumentare dell'inclinazione, l'irradiazione giornaliera si riduce nei mesi estivi e cresce nei mesi invernali. Quindi con bassi angoli di inclinazione il diagramma dell'irradiazione giornaliera, al variare del mese, ha un andamento appuntito con valori che, nel mese migliore (Luglio), superano il 500% di quelli nel mese peggiore (Dicembre). Quando l'inclinazione si avvicina a  $90^\circ$ , lo stesso diagramma assume un andamento appiattito, favorevole per l'alimentazione di carichi debolmente variabili nel corso dei mesi.

### **3.1.2 Scelta dell'array**

La scelta della disposizione dell'array FV dipende dal tipo di impianto da realizzare, se autonomo o connesso a rete.

Per un impianto FV connesso a rete si vuole massimizzare l'irradiazione annuale: infatti i surplus e i deficit vengono compensati dalla rete. L'angolo di inclinazione ottimo è leggermente minore dell'angolo di latitudine nel sito di installazione.

Per un impianto FV autonomo in cui il consumo energetico di picco avviene nei mesi estivi (pompaggio di acqua per irrigazione ed abbeveraggio), si sceglie di massimizzare l'irradiazione giornaliera in quei mesi (angoli di  $10^\circ \div 20^\circ$ ).

Per un impianto autonomo dotato di accumulatori elettrochimici, si desidera massimizzare l'irradiazione giornaliera nel mese più sfavorevole e minimizzare il divario tra il mese più sfavorevole e quello più favorevole: in questo caso l'angolo di inclinazione ottimo si trova in genere tra i  $60^\circ$  e  $70^\circ$ . In particolare, per determinare la potenza nominale del generatore FV, si impone il bilancio energetico tra produzione FV e assorbimento dei carichi nel mese più sfavorevole. Ciò implica che, nei mesi

più favorevoli, si abbia un surplus di produzione FV: tale surplus, non potendo essere totalmente assorbito dagli accumulatori, viene sprecato.

Il dimensionamento degli accumulatori costituisce un punto critico perché da esso dipende l'affidabilità e la vita dell'impianto.

La capacità energetica in kilowattora degli accumulatori deve garantire un certo numero di giorni di autonomia in assenza di produzione FV: di solito 4 oppure 5.

Negli impianti per utenze domestiche, a queste durate corrispondono capacità di 40÷50 kWh: soltanto l'80% di questi valori può essere effettivamente estratto per preservare la durata dell'accumulatore. Allo stesso modo la batteria può assorbire un surplus di produzione FV fino a questi valori energetici.

È sufficiente un altro parametro per individuare la batteria adatta: la tensione oppure la capacità in Ah. Per motivi di sicurezza e di compatibilità con gli inverter commerciali, la tensione viene spesso limitata a 48 V, per cui la capacità assume valori dell'ordine del migliaio di amperora.

### **3.1.3 Inverter**

Riguardo l'inverter per alimentare carichi in CA, si seguono due strade a seconda se l'impianto è autonomo oppure connesso a rete.

Negli impianti autonomi con batterie, la potenza nominale dell'inverter è uguale a quella massima che si vuole fornire ai carichi: tale scelta evita che queste si scarichino troppo velocemente. Infatti, la potenza massima assorbita dai carichi è generalmente minore della potenza di picco del generatore FV che, nell'arco delle ore di luce, deve erogare l'energia consumata dai carichi nelle 24 h.

Tuttavia si impiegano inverters che siano in grado di sopportare sovraccarichi di breve durata, causati dall'avviamento di motori per elettrodomestici. I livelli di tensione di ingresso, derivati da quelli degli accumulatori, sono di 12 V, 24 V, 48 V, etc. con preferenza per gli ultimi per ridurre l'assorbimento di corrente.

Negli impianti connessi a rete, si tende ad utilizzare inverters con potenza nominale ridotta del 10÷20% rispetto a quella del generatore FV, per aumentare il rendimento di conversione CC/CA in corrispondenza di bassi livelli di irradianza. Inoltre, la potenza nominale può essere raggiunta per pochi minuti al giorno e solo in certi periodi dell'anno. Perciò il sottodimensionamento dell'inverter, rilevante soprattutto nei siti ad elevata latitudine, può essere attuato a condizione che il MPPT, di cui è dotato l'inverter, si sposti dal punto di potenza massima verso tensioni maggiori, riducendo la potenza di ingresso, quando l'irradianza raggiunge  $1 \text{ kW/m}^2$ . La tensione d'ingresso, negli impianti connessi a rete decentralizzati, spesso non supera i 120 V per motivi di sicurezza.

Il numero di moduli connessi in serie per ciascuna stringa del generatore FV è individuato dalla tensione degli accumulatori negli impianti autonomi e dall'intervallo di variazione della tensione CC dell'inverter negli impianti connessi a rete. In questo caso bisogna verificare che: la massima tensione del campo FV (corrispondente alla minima temperatura di lavoro) sia inferiore alla massima tensione sopportabile dall'inverter, mentre la minima tensione del campo FV (corrispondente alla massima temperatura di lavoro) sia superiore alla minima tensione compatibile col funzionamento dell'inverter.

Fissati la potenza nominale e il numero di moduli in serie per una stringa, si può determinare il numero di stringhe in parallelo che formano il campo FV.

### ***3.2 Tipologie di moduli fotovoltaici***

Esistono tre tipi di moduli fotovoltaici:

- **PANNELLI FOTOVOLTAICI IN SILICIO AMORFO:**

Il modulo fotovoltaico più economico, ma anche quello con il minor rendimento e, purtroppo, anche soggetto ad un degrado del rendimento nel tempo.

Questo tipo di pannello FV si presenta come una lastra di vetro grigio/bluastro di colore uniforme, lo spessore è di pochi millimetri e, solitamente è dotato di una cornice in alluminio per conferire maggiore robustezza o maneggiabilità al modulo stesso.

In pratica un vetro trasparente speciale viene rivestito su un lato, con vari passaggi, di silicio allo stato amorfo e di vari altri prodotti, al fine di creare un ottimo livello di impermeabilità e di isolamento elettrico.

Il lato trasparente è quello che si esporrà al Sole, mentre sullo strato opaco sono fissati dei profili di alluminio per il fissaggio al tetto. Dallo stesso lato partono i due fili che portano la corrente generata dal pannello solare all'impianto di trasformazione.

La tensione prodotta da ogni singolo modulo fotovoltaico è di circa 24 ÷ 40V e, una volta collegati in parallelo tra di loro, le varie correnti si sommano e vengono convogliate all'inverter, che è un apparecchio elettronico che trasforma la corrente continua generata dai pannelli, in corrente alternata a 220 V utilizzabile nell'impianto di casa o per l'immissione nella rete per la compensazione.

Avendo un basso rendimento rispetto agli altri modelli di pannelli FV, occorre installarne un numero abbastanza alto. Proprio su questo aspetto la ricerca è oggi concentrata nella realizzazione di moduli a tripla giunzione, in questo momento prodotti soltanto dalla UniSolar (già la doppia giunzione ha portato ad un incremento del 10%).

I pregi di questa tecnologia risiedono nell'abbondanza di materia prima e nella versatilità del materiale, il più adatto per la produzione di thin film flessibile.

Durante le giornate nuvolose, ombreggiate, o nelle ore serali e mattutine, si ottengono dei rendimenti superiori anche dell'8÷15% rispetto alle tecnologie mono e poli-cristalline, in quanto questa tecnologia riesce a sfruttare anche questi momenti particolari.

Se ne deduce quindi che i pannelli solari in silicio amorfo sono particolarmente indicati per le zone, dove spesso c'è la presenza di nuvole o ostacoli fisici che generano ombre.

Altro vantaggio consiste nella mancanza di perdita di efficienza lungo il corso degli anni dopo un'iniziale perdita del 20% nelle prime 1000 ore della messa in esercizio dell'impianto.

In ogni caso la potenza di questi moduli si calcola proprio considerando immediatamente la perdita iniziale del 20%, quindi, durante i primi mesi di vita, la resa di un pannello venduto con potenza di 40 W, in realtà è di 48 W, fino a stabilizzarsi effettivamente sui 40 W dopo i primi mesi di funzionamento.

- **PANNELLI FOTOVOLTAICI IN SILICIO MULTICRISTALLINO O MONOCRISTALLINO:**

Queste due tipologie di moduli fotovoltaici appaiono esteticamente come tante celle quadrate, o rettangolari, affiancate sotto una lastra di vetro in una cornice di alluminio.

In pratica il modulo fotovoltaico è composto da circa 30-70 celle fotovoltaiche singole affiancate, elettricamente unite e fissate attraverso particolari materiali ad una o più lastre di vetro in una cornice normalmente in alluminio, al fine di dare al tutto una certa robustezza, maneggiabilità, ed ovviamente isolamento dagli agenti atmosferici.

Il rendimento globale di un pannello solare in silicio monocristallino è di circa il 13÷17%, mentre quello di un pannello solare in silicio multicristallino è di circa il 12÷14%.



Quindi, a parità di spazio, rispetto al modulo solare in silicio amorfo, si hanno dei rendimenti doppi, o quasi tripli, ma comunque il costo per ogni Watt producibile del mono-multicristallino rimane comunque superiore.

Il materiale offre comprovata stabilità nel tempo con elevato potenziale di riciclo degli scarti. Erroneamente la lunghezza temporale indicata che occorrerebbe al pannello monocristallino in funzione per recuperare, generandola, l'energia spesa nel costruirlo, è di circa sei o sette anni. Il calcolo è sbagliato perché basato sulla depurazione del silicio effettuata per le produzioni dell'industria elettronica, quando invece la realizzazione di pannelli fotovoltaici ha sempre fatto ricorso agli scarti provenienti dal settore elettronico per ottenere i quali era già stata impiegata energia. A maggior ragione il discorso vale per il policristallino, derivato da silicio riciclato. Per questa tipologia si calcola che i tempi di ritorno dell'energia impiegata per la loro produzione siano ricompensati entro un anno e mezzo dalla messa in funzione dell'impianto.

Difetto abbastanza fastidioso di questa tecnologia FV, è legata ad una sostanziale diminuzione, od anche abbattimento del rendimento, in caso di ombre particolari che coprono anche una piccola porzione del modulo, o nel caso di nuvole, o ancora durante le ore serali o della mattina presto.

Rimane il fatto che comunque questi due tipi di pannelli FV sono ottimi prodotti di qualità e stabilità del rendimento, che rimane costante e garantito nel tempo, anche per 25 anni e, producendo più energia a parità di spazio occupato, ottimizzano lo spazio magari non eccessivo della parte di tetto sfruttabile che è posta a Sud.

### **3.3 Normativa**

Attualmente sono in vigore varie norme CEI sui sistemi FV, che sono traduzioni di norme europee. Le più importanti sono citate nel seguito.

- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione;
- CEI 82-8: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI 82-12: Moduli fotovoltaici a film per usi terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;

- CEI 82-15: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- CEI 82-27: Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici: Parte1: Prescrizioni per la costruzione;
- CEI 82-28: Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici: Parte2: Prescrizione per le prove;
- CEI 82-30: Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV);
- CEI 82-24: Componenti di sistemi fotovoltaici- moduli esclusi;
- CEI 82-22: Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;
- CEI 82-31: Connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove;
- CEI 82-34: Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici;
- CEI 82-35: Rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica;
- CEI 82-38: Impianti fotovoltaici connessi a rete – Requisiti minimi per la documentazione del sistema fotovoltaico, commissioning tests e ispezioni;
- CEI 20-91: Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua per applicazioni di impianti fotovoltaici.

### **3.4 Iter autorizzativo**

La sottoscritta ha provveduto ad informarsi, presso l'ufficio comunale competente, sull'iter autorizzativo da seguire. Per questo tipo di intervento edilizio occorre presentare in comune la CIA (comunicazione di interventi edilizi) in cui compaiono i dati relativi all'interessato, quelli relativi all'immobile oggetto di intervento, la tipologia dell'intervento e la descrizione sintetica delle opere da realizzare.

Oltre alla CIA bisogna presentare il documento unico di regolarità contributiva per lavori privati in edilizia e la dichiarazione di affidamento lavori alla ditta esecutrice. D'altra parte il comune consegnerà la ricevuta di protocollo.

L'azienda sarebbe intenzionata anche a vendere l'energia prodotta pertanto mi sono documentata sul Conto Energia (incentivazione della produzione di energia).

Nel caso di realizzazione di impianti di potenza al di sotto dei 200 kW, il soggetto responsabile dovrà, inoltre, specificare se desidera avvalersi del servizio di scambio sul posto. Il gestore della rete elettrica comunicherà il punto di allacciamento a

quest'ultima. Una volta realizzato l'impianto, il soggetto responsabile inoltrerà al gestore di rete locale la comunicazione di conclusione dei lavori; solo a questo punto si provvederà all'allacciamento alla rete.

### **3.5 Dimensionamento impianto N.B.**

In questo caso il gruppo-batterie non è necessario.

Viene ceduta energia alla rete nelle ore di produzione e la preleviamo quando non si ha sufficiente insolazione.

Il numero di ore equivalenti medio annuo ( $h_{eq}$ ) è ricavabile dalla seguente tabella:

FASCIA CLIMATICA	VALORE MEDIO nel MESE di DICEMBRE	VALORE MEDIO nel MESE di LUGLIO	VALORE MEDIO nell'ANNO
NORD	1,3	5,6	3,56
CENTRO	2,7	6,4	4,7
SUD	3,5	7,1	5,4
LOCALITA' ALPINE	3,3	5,4	4,4

*Tabella 3.1: Valori statistici di soleggiamento medio per le fasce climatiche in cui può essere divisa l'Italia.*

L'intenzione della NB è di rimuovere la copertura in amianto cemento e fibrocemento presente sui due magazzini dell'azienda.

Il valore massimo di potenza FV installabile si ottiene dividendo la superficie individuata per:

- un fattore pari a 10 in caso di installazione su superficie obliqua;
- un fattore pari a 22 in caso di installazione su superficie orizzontale.

L'orientamento deve comunque essere il più possibile verso sud.

Nel nostro caso, quindi, la superficie disponibile è pari a 2'220mq circa ed è orizzontale, pertanto la potenza installabile (potenza massima erogabile dall'impianto) sarà:

$$P = \frac{2'220}{22} = 101kW_p .$$

$$\text{Per il Nord Italia } h_{eq} = 3,56 \frac{kWh}{m^2 \cdot \text{giorno}} .$$

L'energia annua che l'impianto FV produrrà può essere calcolata come segue:

$$E = P * h_{eq} * \rho * 365 = 111'553 \frac{kWh}{\text{anno}}$$

dove  $\rho=0,85$  è un fattore che tiene conto dell'inverter, del sistema di condizionamento della potenza ed interfacciamento alla rete e di varie perdite, quali quelle causate dal riscaldamento dei moduli.

Confermata la disponibilità di superficie, è possibile che i prodotti in commercio non consentano di ottenere esattamente la potenza di installazione desiderata.

Ogni tipologia di pannello ha infatti un proprio range di prestazioni sensibilmente diverse, con un margine di variabilità abbastanza ampio.

Vedremo nel capitolo successivo tre preventivi, effettuati da aziende specializzate del settore, con diverse tipologie di pannelli FV e valuterò quale, fra le proposte, risulta più conveniente per l'azienda.

## **CAP. 4     Analisi dei costi e dei ricavi**

### **4.1 Fattibilità**

Una soluzione progettuale di un impianto deve essere supportata da due analisi di fattibilità: una tecnica ed una economica.

Effettuando l'analisi tecnica ci si trova spesso di fronte a varie possibilità; ciò che indirizza verso una soluzione piuttosto che verso un'altra è il risultato della verifica di convenienza economica dell'investimento.

La suddetta analisi viene effettuata tramite l'analisi dei costi-benefici che consiste in un confronto tra l'investimento iniziale e l'ammontare del guadagno attualizzato che si presume fluisca in entrata per l'investimento stesso nel corso della vita dell'impianto. Si tratta di determinare il guadagno di un dato investimento che consenta un ricavo a fronte di una serie di costi:

$$U = R - C$$

Nel nostro caso l'analisi di fattibilità è volta alla valutazione:

- del potenziale energetico disponibile;
- della produzione annua di energia, attraverso l'individuazione della tecnologia più adatta;
- dell'investimento iniziale attraverso i preventivi dei fornitori, estrapolazioni sulla base di impianti analoghi già realizzati o stime sulla base di appositi diagrammi o tabelle;
- dei flussi di cassa annui attraverso le assunzioni in merito ai principali parametri economico-finanziari (tasso di sconto, costi del personale, costi di manutenzione, prezzi di vendita dell'energia elettrica, ecc.);
- della redditività dell'investimento attraverso il calcolo dei principali indicatori di redditività (valore attuale netto, tempo di ritorno, tasso interno di redditività, costo livellato di produzione dell'energia, ecc.), ed eventuale scelta fra diverse alternative.

## 4.2 Costi

I costi sono un aspetto molto importante che deve essere tenuto in considerazione durante la pianificazione dell'investimento.

### 4.2.1 Costi variabili

Un costo si definisce variabile se esiste una proporzionalità diretta tra costo complessivo e quantità prodotta.

$$C_v = c * c_u$$

Dove  $C_v$  è il costo variabile,  $q$  la quantità prodotta e  $c_u$  è il costo unitario.

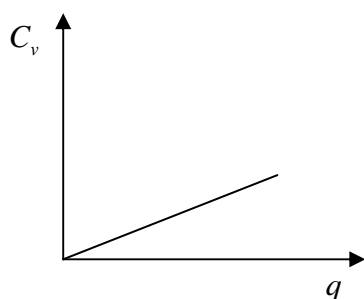


Figura 4.1: Rappresentazione costi variabili.

Tra i costi variabili si trovano i costi per l'acquisto di materie prime, di semilavorati, di prodotti finiti, costi commerciali, etc..

Più aumenta la produzione del prodotto/servizio più aumentano i costi variabili mentre i fissi restano gli stessi.

### 4.2.2 Costi fissi

I costi di produzione si dicono fissi se non dipendono dal volume delle vendite o dei servizi. Fanno parte delle spese generali, come i terreni, i macchinari, i fabbricati, assicurazioni, personale amministrativo, affitti, etc..

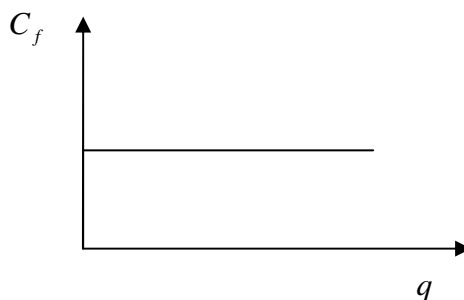


Figura 4.2: Rappresentazione costi fissi.

Essendo i costi fissi costanti si può scrivere un'equazione del tipo:

$$C_f = \text{costante}$$

Se le quantità prodotte sono nulle i costi fissi non sono nulli ma uguali a costante.

Se l'azienda vuole aumentare la sua capacità di produzione deve sostenere altre spese fisse per i macchinari, gli impianti, etc., per cui i costi fissi aumentano anche se le quantità superano di poco la capacità massima produttiva.

### 4.2.3 Costo totale e costo medio

Il costo totale  $C_t$  è il costo complessivo corrispondente a ciascun livello di produzione considerato ed è uguale alla somma dei costi fissi e dei costi variabili a quel livello di produzione. È dato dalla formula:

$$C_t = C_f + C_{vu} * q$$

dove  $C_{vu}$  è il costo variabile unitario. L'andamento dei costi totali si ricava quindi dalla somma dei due precedenti grafici (quelli dei costi fissi e dei costi variabili):

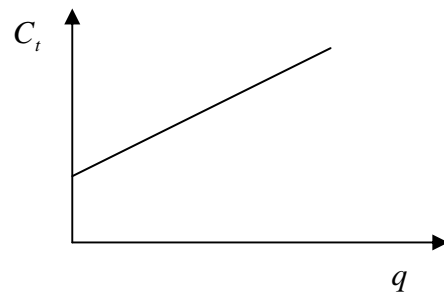


Figura 4.3: Rappresentazione costi totali.

Il costo medio  $C_u$  è il costo unitario (cioè per ogni singola unità prodotta) a quel livello di produzione. È dato dalla formula:

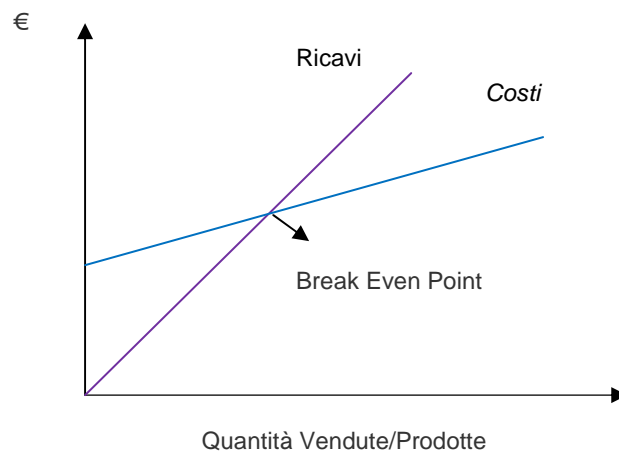
$$C_u = \frac{C_t}{q}$$

## 4.3 Diagramma di redditività

È un diagramma in cui sull'asse delle ordinate vengono riportati i costi ed i ricavi, mentre sull'asse delle ascisse si riporta il volume operativo.

Se si è in grado di ipotizzare il prezzo di vendita praticato, oppure se è dato, è facile trovare il break even point (punto in cui, per un determinato livello di volume operativo, l'azienda reintegra interamente i costi sopportati, chiaramente si ipotizza che ogni unità prodotta sia anche venduta).

Figura 4.4: Diagramma di redditività.



In questo nuovo diagramma, i ricavi sono rappresentati ipotizzando un prezzo di vendita unitario costante ( $p$ ) e saranno dati quindi dalla formula:

$$R = pq$$

A questa retta si va ovviamente ad aggiungere la retta dei costi totali:

$$C_t = C_f + C_{vu} * q$$

#### 4.3.1 Punto di pareggio

Si definisce “punto di pareggio” (fig. 4.4) quello in corrispondenza del quale i ricavi totali eguagliano i costi totali ( $R = C_t$ ). A sinistra del BEP i costi totali superano i ricavi e l'impresa sopporta delle perdite, a destra i ricavi superano i costi e l'impresa consegue utili.

Per utile ( $U$ ) si intende la differenza tra ricavi totali e costi totali:  $U = R - C_t$ , da cui si deduce che nel punto di pareggio gli utili si annullano:  $U = 0$ .

Per ricavare il volume di pareggio è necessario uguagliare le equazioni delle due rette:

$$R = C_t$$

$$p * q_p = C_f + C_{vu} * q_p$$

ottenendo quindi:

$$q_p = \frac{C_f}{p - C_{vu}}$$



## **4.4 Relazione tra costi e tempo**

Oltre che sulla base del volume di output  $q$ , si possono classificare i costi anche in base agli istanti di tempo in cui vengono considerati durante la vita economica dell'impianto. Possiamo quindi distinguerli in due categorie:

### **4.4.1 Costi di installazione**

Sono tutti gli esborsi che l'impresa deve effettuare per disporre dell'impianto pronto a produrre e possa quindi dare avvio all'attività industriale voluta. Tale costo deve essere stimato a priori per due ragioni:

- necessità di conoscere l'ammontare totale dei finanziamenti necessari;
- necessità di predisporre un piano di ammortamento, per valutare l'incidenza della componente capitale fisso sui costi di esercizio, nell'ambito dell'analisi di convenienza economica.

La determinazione dei costi d'installazione ha senso non solo per un impianto nel suo complesso, ma anche per ristrutturazioni e/o ampliamenti di impianti esistenti. È quindi dato dalla somma dei seguenti termini:

- costo dell'ingegneria (spese per lo studio di fattibilità e progetto esecutivo);
- costo per l'acquisizione del terreno;
- costo per l'edilizia;
- costo dei materiali, macchine e attrezzature;
- costo del montaggio;
- costo di beni immateriali (brevetti, concessioni, licenze etc.);
- costo degli interessi passivi;
- costo del capitale circolante (scorte, crediti ai clienti, capitale in cassa);
- costi vari (assunzione e/o addestramento personale, collaudi tecnici etc.).

### **4.4.2 Costi di esercizio**

Sono tutti i costi da affrontare in un dato periodo di tempo (in genere un anno), per far funzionare correttamente e gestire l'azienda. È composto da due tipologie:

- costo del servizio reso: si suddivide a sua volta in costo variabile (energie, materie prime) e costo fisso (ammortamento, manutenzione, personale);
- costo dell'inefficienza di servizio (o di mancanza): non corrisponde ad un effettivo esborso di denaro, ma al mancato introito dovuto al non efficiente funzionamento dell'impianto.

## **4.5 Il IV conto energia**

Il principio del Conto Energia consiste nella remunerazione dell'energia prodotta e non nell'incentivazione del capitale necessario alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico (Conto Capitale). L'incentivo è proporzionale all'energia elettrica prodotta.

Il Decreto Ministeriale del 05/05/2011, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 12/05/2011, stabilisce i criteri per incentivare la produzione di energia elettrica da impianti solari FV e lo sviluppo di tecnologie innovative per la conversione FV.

Possono beneficiare delle tariffe incentivanti di cui al presente titolo, con le modalità e alle condizioni da esso previste, i seguenti soggetti:

- le persone fisiche;
- le persone giuridiche;
- i soggetti pubblici;
- i condomini di unità immobiliari ovvero di edifici.

Possono beneficiare delle tariffe incentivanti gli impianti FV integrati con caratteristiche innovative che utilizzano moduli non convenzionali e componenti speciali, sviluppati specificatamente per integrarsi e sostituire elementi architettonici, aventi i seguenti requisiti:

- potenza nominale non inferiore a 1 kW e non superiore a 5 MW;
- conformità alle pertinenti norme tecniche richiamate nell'allegato 1 e alle disposizioni di cui all'articolo 10 del decreto legislativo n. 28 del 2011, ove applicabili; in particolare i moduli fotovoltaici dovranno essere certificati in accordo con la norma CEI EN 61215 se realizzati con silicio cristallino, con la norma CEI EN 61646, se realizzati con film sottili;
- realizzati con moduli e componenti che rispondono ai requisiti costruttivi e alle modalità di installazione indicate in allegato 4;
- realizzati con componenti di nuova costruzione o comunque non già impiegati in altri impianti così come stabilito dal decreto ministeriale 2 marzo 2009;
- collegati alla rete elettrica o a piccole reti isolate, in modo tale che ogni singolo impianto fotovoltaico sia caratterizzato da un unico punto di connessione alla rete, non condiviso con altri impianti fotovoltaici.

Per l'energia elettrica prodotta da impianti FV integrati con caratteristiche innovative, il soggetto responsabile ha diritto a una tariffa individuata in conformità a quanto disposto dall'allegato 5.

La tariffa incentivante è riconosciuta per un periodo di venti anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto ed è costante in moneta corrente per tutto il periodo di incentivazione.

Gli impianti fotovoltaici di cui al presente titolo hanno diritto al premio di cui all'articolo 13 con le modalità e alle condizioni ivi previste.

Gli impianti entrati in esercizio a seguito di potenziamento possono accedere alle tariffe incentivanti limitatamente alla produzione aggiuntiva, fermo restando quanto stabilito dall'articolo 24, comma 2, lettera i), punto ii, del decreto legislativo n. 28 del 2011.

Sono fatti salvi gli obblighi previsti dalla normativa fiscale in materia di produzione di energia elettrica.

INTERVALLO di POTENZA	TARIFFA CORRISPONDENTE
[ kW ]	[ €/ kWh ]
$1 \leq P \leq 20$	0,427
$20 < P \leq 200$	0,388
$P > 200$	0,359

Tabella 4.1: tariffe per impianti che entrano in esercizio a decorrere dal 1°giugno 2011.

Le tariffe per il primo e secondo semestre del 2012 sono individuate dalla seguente tabella:

INTERVALLO di POTENZA	1°SEMESTRE 2012	2°SEMESTRE 2012
	TARIFFA CORRISPONDENTE	TARIFFA CORRISPONDENTE
[ kW ]	[ €/ kWh ]	[ €/ kWh ]
$1 \leq P \leq 20$	0,418	0,410
$20 < P \leq 200$	0,380	0,373
$P > 200$	0,352	0,345

Tabella 4.2: tariffe per il primo e secondo semestre 2012

A partire dal 2013 la feed-in premium sarà trasformata in una tariffa omnicomprensiva. Nella tariffa incentivante verrà cioè inclusa anche la vendita dell'elettricità in rete mentre sarà stabilita una tariffa a parte per l'autoconsumo:

INTERVALLO di POTENZA	TARIFFA OMNICOMPENSIVA	TARIFFA AUTOCONSUMO
[ kW ]	[ €/ kWh ]	[ €/ kWh ]
$1 \leq P \leq 20$	0,543	0,398
$20 < P \leq 200$	0,464	0,361
$P > 200$	0,432	0,334

Tabella 4.3: tariffe per l'anno 2013

Le riduzioni programmate per i semestri successivi sono individuate dalla tabella seguente e sono applicate alle tariffe vigenti nel semestre precedente:

	1° SEMESTRE	2° SEMESTRE
2013	–	3%
2014	4%	4%

Tabella 4.4: riduzioni programmate per i semestri successivi.

Le tariffe di ciascun semestre possono essere ulteriormente ridotte rispetto a quanto previsto dalla tabella sulla base del costo annuo imputabile agli impianti che entrano in esercizio nel periodo di osservazione. La riduzione aggiuntiva eventualmente applicata è stabilita, nel solo caso in cui risulti  $C > C_o$ , sulla base della formula riportata:

$$D_{eff,i} = D_i + \frac{C - C_o}{C_o} * D_{i+1}$$

dove:

$D_{eff,i}$  = riduzione % effettiva per il semestre i;

$D_i$  = riduzione programmata per il semestre i;

$D_{i+1}$  = riduzione programmata per il semestre i+1;

$C$  = costo annuo della potenza installata nel periodo di osservazione;

$C_o$  = costo indicativo annuo della potenza obiettivo del semestre precedente il semestre i, stabilito dall'articolo 4.

Il periodo di osservazione è il periodo di 6 mesi antecedenti, rispettivamente, il 1° maggio per il 1° semestre di ciascun anno e il 1° novembre per il 2° semestre di ciascun anno.

Il GSE (Gestore dei Servizi Energetici) comunica, entro 3 giorni dalla fine di ciascun periodo di osservazione, le riduzioni per il semestre successivo.

A decorrere dal 2015 gli impianti di cui al Titolo III (IMPIANTI FOTOVOLTAICI INTEGRATI CON CARATTERISTICHE INNOVATIVE) accedono alle tariffe previste per gli impianti di cui al Titolo II (IMPIANTI SOLARI FOTOVOLTAICI), concorrendo alla formazione dei livelli di costo e degli obiettivi indicativi di potenza.

La tariffa base può essere incrementata nei seguenti casi non cumulabili tra loro:

- +5% per impianti i cui soggetti responsabili siano enti locali con popolazione residente inferiore a 5000 abitanti;
- da +10% a +30% per impianti fotovoltaici abbinati ad un uso efficiente dell'energia (coibentazione del tetto, isolamento delle finestre, etc.);
- +10% per impianti su edifici e fabbricati in sostituzione di coperture in eternit o contenenti amianto;
- +5% per impianti non su edificio localizzati in siti bonificati od in aree industriali;
- +10% se vengono usati, per il 60%, materiali provenienti dall'Europa.

In aggiunta a tale incentivo il soggetto responsabile dell'impianto può contare su un ulteriore vantaggio economico, utilizzando l'energia prodotta per:

- la cessione in rete;
- i propri autoconsumi (parzialmente o anche totalmente): l'energia prodotta dall'impianto FV viene consumata immediatamente dalle utenze elettriche allacciate all'impianto. L'energia prodotta può essere considerata come un risparmio sull'acquisto dell'energia elettrica costituendo così una fonte indiretta di guadagno;
- lo scambio sul posto con la rete elettrica (per i soli impianti fino a 200 kW): è una forma particolare di autoconsumo in sito che consente di compensare l'energia elettrica prodotta e immessa in rete in un certo momento, con quella prelevata e consumata in un momento differente da quello in cui avviene la produzione.

Il funzionamento dello scambio sul posto è il seguente:

1. il cliente immette in rete l'energia elettrica prodotta e non immediatamente utilizzata;
2. il GSE vende quest'energia sul mercato elettrico;

3. nel corso dell'anno il cliente acquista l'energia elettrica per il proprio fabbisogno dal locale fornitore e paga la relativa bolletta;
4. alla fine dell'anno il GSE eroga il contributo in conto scambio, a copertura parziale dei costi sostenuti per l'energia prelevata e limitatamente al valore commerciale dell'energia scambiata con la rete;
5. se il valore commerciale dell'energia immessa in rete durante l'anno supera i costi di acquisto dell'energia elettrica, tale differenza economica può essere cumulata per gli anni successivi oppure può essere liquidata.

Per poter accedere alla disciplina dello scambio sul posto la potenza dell'impianto deve essere inferiore a  $200 kW_p$ . Inoltre l'impianto FV e l'utenza elettrica devono essere sottesi ad un unico punto di connessione con la rete.

## **4.6 L'investimento**

Nel caso in esame, occorre tener presente che l'azienda, a prescindere dall'installazione dell'impianto FV, deve necessariamente smaltire l'eternit perché ritenuto nocivo per la salute dell'uomo, tant'è che ne è stata proibita l'installazione dal 1994. Quindi, nel caso decida di non orientarsi verso la nuova copertura tecnologica, dovrà comunque sostituire il tetto.

Per valutare i tempi di recupero per l'impianto FV è necessario distinguere le due possibilità di cui l'azienda dispone:

- CASO A: l'azienda costruisce il tetto con i pannelli FV;
- CASO B: l'azienda costruisce un tetto ordinario.

### **4.6.1 Costi di installazione**

Per quanto riguarda la costruzione di un tetto ordinario (CASO B), l'importo per ricoprire un'area di 2'220 mq sarà circa pari a 250'000€.

Il costo dell'impianto fotovoltaico (CASO A) è il costo complessivo di tutte le opere che si dovranno realizzare per la costruzione della copertura tecnologica:

- caratteristiche dell'installazione (a terra, su fabbricati nuovi o già esistenti, in sovrapposizione o integrazione della copertura);
- eventuali spese per permessi di costruzione, allacciamento alla rete;

- eventuali costi aggiuntivi per cavi che coprano grandi distanze (pannelli-inverter e inverter quadro utente);
- utilizzo di attrezzature durante il montaggio (gru, impalcature).

Si riportano di seguito i dati fondamentali di tre preventivi differenti per la rimozione della vecchia copertura e della nuova installazione:

	OEMA	MACCARINELLI	11th DIMENSION SRL
TIPOLOGIA PANNELLO	SILICIO POLICRISTALLINO	SILICIO AMORFO	SILICIO AMORFO
SMONTAGGIO COPERTURA	15.428 €	18.042 €	22.188 €
MANTO COPERTURA	90.943 €	103.428 €	90.764,4 €
FORNITURA e POSA in OPERA di LATTONERIE in AI PREVERNICIATO SILVER	18.610 €	21.728 €	15.231,91 €
FORNITURA e POSA in OPERA di FELTRO in LANA di VETRO TRATTATO con RESINE TERMOINDURENTI	9.772 €	11.492 €	13.328,7 €
FORNITURA e POSA in OPERA GIUNTI di DILATAZIONE	748 €	1.040 €	660 €
FORNITURA e POSA IMPIANTO FV	327.499 €	380.534 €	275.566,9 €
TOT	463.000 €	536.264 €	417.740 €

Tabella 4.5: confronto fra tre preventivi dell'impianto FV per la NB senza iva.

L'OEMA offre un impianto FV connesso alla rete formato da pannelli SunLink da 230 W; Maccarinelli & Cioffi propone lo stesso impianto FV, ma con sistema Kalzip AluPlusSolar esattamente come la 11th Dimension; il terzo preventivo non è stato affidato ad una vera e propria azienda, ma è stato richiesto ad ogni singolo fornitore.

E' proprio la mancanza d'intermediari tra la NB ed i fornitori che produce una discrepanza di oltre 100'000 €.

Si ritiene pertanto che il preventivo migliore sia il terzo: il primo prevede l'installazione di pannelli in silicio policristallino che, in caso di ombreggiamento, come già visto, non sono la soluzione ottimale; il secondo prevede l'installazione di pannelli FV di silicio amorfo, tra l'altro dello stesso tipo del terzo preventivo.

L'evidente discrepanza tra gli ultimi due preventivi è dovuta al fatto che i pannelli in questione sarebbero comprati direttamente dal fornitore (Kalzip).

#### **4.6.2 Caratteristiche dei pannelli scelti**

I pannelli in questione sono costituiti da cellule solari flessibili che si lasciano integrare nei pannelli profilati di alluminio e si adattano col pannello stesso, a qualsiasi forma di tetto.

Il sistema FV Kalzip AluPlusSolar è completo d'inverter, ed accessori, integrato nei pannelli profilati Kalzip. Il pannello FV costituisce il generatore di energia dell'impianto solare ed è integrato nel pannello Kalzip.

<b>DATI COSTRUTTIVI dei MODULI</b>	
COSTRUTTORE	UNI-SOLAR
SIGLA	PVL-136
TECNOLOGIA COSTRUTTIVA	Film sottile
<b>CARATTERISTICHE ELETTRICHE</b>	
POTENZA MASSIMA	136 W
RENDIMENTO	63%
TENSIONE NOMINALE	33 V
TENSIONE a VUOTO	46,2 V
CORRENTE NOMINALE	4,1 A
CORRENTE di CORTO CIRCUITO	5,1 A
<b>DIMENSIONI</b>	
DIMENSIONI	537x5'500 mm
PESO	7,7 kg

*Tabella 4.6: scheda tecnica*

Il fabbricato più grande ha una lunghezza di 40,4 m ed una larghezza di 33 m, per un totale di 1'330 mq di superficie, come in precedenza accennato. Il numero dei pannelli Kalzip installabili su tale superficie ammonta a 450 (75 disposti in ogni fila lunga 40,4 m per un totale di 6 file). Il fabbricato più piccolo ha una lunghezza di 27 m ed una larghezza di 33 m, per un totale di 890 mq di superficie, come



precedentemente accennato. Il numero dei pannelli Kalzip installabili su tale superficie ammonta a 300 (50 disposti in ogni fila lunga 27 m per un totale di 6 file).

#### **4.6.3 Costi di esercizio**

I costi di esercizio di un impianto FV (caso A) possono comprendere una copertura assicurativa contro i danni provocati da eventi atmosferici, incendio, furto, guasti alle macchine, etc..

Contrariamente a quanto ci si può aspettare il costo della manutenzione ordinaria è irrisorio: rispetto ad altre tecnologie i pannelli fotovoltaici sono in grado di produrre energia senza parti in movimento, quindi con un'usura dei componenti praticamente nulla. Gli unici interventi che potrebbero essere necessari sono la pulizia periodica dei moduli e l'eventuale sostituzione della scheda dell'inverter dopo una decina di anni, ma solo in caso di guasto.

Nel caso A i costi di esercizio corrispondono quindi a:

- costi di manutenzione che risultano essere pari a 2'000 €/anno;
- premio assicurativo che ammonta a circa 2'300 €/anno.

Per quanto riguarda il caso B non ci sono particolari costi di esercizio.

#### **4.6.4 Ricavo della vendita dell'energia**

Nel paragrafo 3.6 ho calcolato l'energia annua che l'impianto FV in questione è in grado di produrre ( $E = 111'553 \frac{kWh}{anno}$ ).

La tariffa incentivante base è pari a  $0,380 \frac{€}{kWh}$  (ricavabile dalla TAB. 4.2) e va incrementata del 10% che è il premio aggiuntivo previsto per impianti su edifici e fabbricati in sostituzione di coperture in eternit o contenenti amianto.

La tariffa incrementata sarà quindi:

$$0,380 + 0,1 * 0,380 = 0,418 \frac{€}{kWh}.$$

Moltiplicando questa tariffa per la quantità di energia annua si ottiene il ricavo della vendita dell'energia:

$$R' = E * 0,418 = 46'629 \frac{€}{anno}$$

Il consumo totale medio annuo di energia elettrica dell'azienda è pari a 175'000 kWh

ed il costo di tale energia, dedotto da bollette precedenti, è pari a  $0,157 \frac{€}{kWh}$ .

Il costo dell'energia consumata annualmente è quindi pari a:

$$C_E = 175'000 * 0,157 = 27'475 \frac{\text{€}}{\text{anno}}$$

Un impianto fotovoltaico installato per lo scambio sul posto ha un duplice vantaggio:

- gli incentivi del Conto Energia che premiano il proprietario dell'impianto FV incentivando tutta l'energia elettrica prodotta dall'impianto;
- tutto il risparmio conseguito dall'uso gratuito dell'energia auto-prodotta, ottenendo così il rimborso in bolletta di tutta l'energia scambiata.

Per determinare l'effettivo guadagno bisogna sommare al guadagno proveniente dall'incentivo il risparmio totale conseguente dal rimborso in bolletta.

La bolletta riferita alla parte di energia scambiata viene rimborsata dal GSE nella misura di circa il 75% (valore riportato dal sito internet: [www.fotovoltaicoincentivi.it](http://www.fotovoltaicoincentivi.it)) in quanto, oltre a pagare la bolletta, si pagano anche tasse e quote fisse, che si dovranno comunque pagare.

La quantità di energia scambiata, siccome l'azienda consuma più di quanto verrà prodotto dall'impianto, è pari a  $111'553 \frac{kWh}{\text{anno}}$ ; tale valore deve essere moltiplicato per

il costo dell'energia:

$$111'553 * 0,157 = 17'514 \frac{\text{€}}{\text{anno}} \text{ (valore delle bollette esclusivamente riferite all'energia scambiata).}$$

Ci sarà quindi un nuovo ricavo dato dal rimborso del 75% di questa cifra:

$$R'' = 17'514 \frac{\text{€}}{\text{anno}} * 0,75 = 13'136 \frac{\text{€}}{\text{anno}}$$

Il ricavo totale sarà pertanto:

$$R = R' + R'' = 46'629 + 13'136 = 59'765 \frac{\text{€}}{\text{anno}}$$

L'utile nel caso A sarà:

$$U = R - C = 59'765 - 27'475 = 32'290 \frac{\text{€}}{\text{anno}}$$

Nel caso B si è in presenza di utile negativo:

$$U = R - C = 0 - 27'475 = -27'475 \frac{\text{€}}{\text{anno}}$$

Nella valutazione dell'investimento non terrò conto del  $C_E$  perché spesa che l'azienda affronta in entrambi i casi.

#### 4.6.5 Ammortamento

I beni strumentali sono beni, prodotti da terzi, che vengono utilizzati per un numero più o meno grande di cicli produttivi (macchine, impianti, attrezzature etc.).

L'ammortamento dei beni strumentali consiste nell'accantonamento di quote finanziarie, destinate a compensare la perdita di valore che il capitale investito subisce in un dato periodo di tempo.

Le quote di ammortamento, una per ogni periodo di esercizio, vanno a costituire il fondo di ammortamento, che rappresenta il totale degli ammortamenti effettuati fino ad un determinato istante di tempo. Costituisce quindi una disponibilità di bilancio.

Si hanno tre tipi di ammortamento:

- contabile: quote destinate alla semplice ricostruzione contabile del valore di un bene strumentale;
- economico: quote comprensive di interessi che costituiscono un processo di ripartizione del valore iniziale del bene strumentale su tutti i periodi di esercizio del bene in questione;
- finanziario: piano per la graduale estinzione di un debito (o mutuo) contratto per l'acquisto di beni strumentali, oppure per finanziare un qualunque investimento anche non produttivo.

L'ammortamento che l'azienda effettuerà è di tipo economico, i piani più frequenti per questa tipologia di ammortamento sono:

- a rata annuale costante;
- a quota capitale costante;
- a percentuale costante del valore residuo.

Il tipo di ammortamento che l'azienda effettuerà è sui cespiti pagati con propria liquidità e non con finanziamenti esterni, per cui non sono previsti interessi.

E' quindi necessario conoscere:

- $V_0$  : valore iniziale del bene strumentale
- $r$  : aliquota di ammortamento

Si possono quindi eseguire i calcoli per determinare:

- $A$  : rata annuale (pari alla quota capitale  $q$ , data l'assenza di interessi).

$$A = rV_0 = q$$

- $V_r$  valore (o debito) residuo alla fine dell'anno.

$$V_m = V_0 - nA \quad \text{dove } n \text{ è l'anno di cui devo calcolare } V_r .$$

$V_0$  del terzo preventivo è pari a 417'740 €.

L'aliquota indicatami dalla Lucefin SPA è pari al 9%.

Si può quindi procedere al calcolo della rata annuale ( $A$ ), del valore residuo alla fine dell'anno ( $V_r$ ) e della durata dell'ammortamento.

ANNO		A (€/anno)	Vr (€)
2012	1°	37'597	380'143
2013	2°	37'597	342'546
2014	3°	37'597	304'949
2015	4°	37'597	267'352
2016	5°	37'597	229'755
2017	6°	37'597	192'158
2018	7°	37'597	154'561
2019	8°	37'597	116'964
2020	9°	37'597	79'367
2021	10°	37'597	41'770
2022	11°	37'597	4'173

Tabella 4.7: piano di ammortamento per l'impianto FV (CASO A)

$A$  assumerà valore costante ( $A = 37'597$ ), con un valore residuo all'undicesimo anno pari a  $V_r = 4'173$ .

Il tasso di ammortamento per gli immobili è pari al 3%, pertanto il piano di ammortamento per la costruzione di un tetto ordinario è il seguente:

ANNO		A (€/anno)	Vr (€)
2012	1°	7500	242500
2013	2°	7500	235000
2014	3°	7500	227500
2015	4°	7500	220000
2016	5°	7500	212500
2017	6°	7500	205000
2018	7°	7500	197500
2019	8°	7500	190000
2020	9°	7500	182500
2021	10°	7500	175000
2022	11°	7500	167500
2023	12°	7500	160000
2024	13°	7500	152500
2025	14°	7500	145000
2026	15°	7500	137500
2027	16°	7500	130000
2028	17°	7500	122500
2029	18°	7500	115000
2030	19°	7500	107500
2031	20°	7500	100000
2032	21°	7500	92500
2033	22°	7500	85000
2034	23°	7500	77500
2035	24°	7500	70000
2036	25°	7500	62500
2037	26°	7500	55000
2038	27°	7500	47500
2039	28°	7500	40000
2040	29°	7500	32500
2041	30°	7500	25000
2042	31°	7500	17500
2043	32°	7500	10000
2044	33°	7500	2500

Tabella 4.8: piano di ammortamento per un tetto ordinario (CASO B)

#### **4.6.6 Tabella riepilogativa**

Nella seguente tabella si riportano tutti i dati necessari alla valutazione dell'investimento dei due casi:

##### CASO A:

- ricavo totale dovuto all'incentivo GSE che comprende il premio per la sostituzione dell'eternit e al rimborso dovuto al consumo dell'energia autoprodotta;
- costo di esercizio totale: somma dei costi di manutenzione e del premio assicurativo annuo;
- costo di installazione del preventivo più conveniente;
- rata di ammortamento calcolata con un tasso del 9%.

##### CASO B:

- costo di installazione;
- rata di ammortamento calcolata con un tasso del 3%.

<b>PARAMETRI ANNUI [€/anno]</b>	<b>CASO A</b>	<b>CASO B</b>
RICAVO TOTALE	59'765	-
COSTO di ESERCIZIO TOTALE	4'300	-
COSTO di INSTALLAZIONE	417'740	250'000
RATA di AMMORTAMENTO	37'597	7'500

*Tabella 4.9: costi e ricavi totali*

# CAP. 5 Valutazione dell'investimento

## 5.1 Metodi per la valutazione degli investimenti

Come già visto, gli investimenti industriali sono caratterizzati da un susseguirsi di esborsi e di disponibilità che avvengono in tempi diversi: la spesa può aver luogo in un solo periodo prima dell'avviamento del progetto o protrarsi in periodi ad esso successivi, ugualmente i redditi possono verificarsi in un unico periodo o, come più comunemente avviene, essere distribuiti per tutta la durata dell'investimento.

L'analisi dell'investimento può, quindi, essere ricondotta all'analisi delle entrate e delle uscite da una cassa simbolicamente associata all'investimento.

Convenzionalmente il periodo 0 è quello in cui è realizzato l'impianto, dal momento della decisione sino alla messa in opera.

La vita economica dell'investimento è pari ad  $n$  anni; i periodi  $1 \div n$  sono quelli della vita utile dell'impianto. Il periodo  $n+1$  è quello in cui si realizza l'eventuale valore residuo dell'impianto e si pagano le imposte riguardanti il periodo  $n$ .

Tutti i movimenti monetari avvengono alla fine degli anni considerati. In questo modo è possibile trattare le spese di investimento calcolando un'uscita nel momento in cui si pagano le fatture o si liquida una fase dei lavori, ma evitando di considerare i successivi ammortamenti di queste spese che non hanno alcun significato economico diretto.

Obiettivo dell'analisi degli investimenti è, quindi, quello di valutare l'opportunità di attuare l'intervento in esame verificandone la coerenza con gli obiettivi di impresa.

Si considerano:

- esborsi ( $E$ ): negativi (uscite);
- disponibilità finanziarie ( $D$ ): positive (entrate) date dalla differenza tra i ricavi e i costi in un certo periodo di tempo.

Si possono ricavare i flussi di cassa dalla formula:

$$F = D - E = R - (C' + E)$$

La voce ammortamento, che non corrisponde ad un movimento effettivo di denaro, entra indirettamente nel termine relativo ai costi ( $C'$ ), dove sono comprese anche le tasse:

$$C' = C + T$$

dove:

- $C$ : sono i costi effettivi;

- $T$  : imposta totale pari a:  $T = p * RI$  .

dove:

- $p$  circa pari al 43%;
- $RI$  è il reddito imponibile pari a:  $RI = R - C - A$  .

$A$  è la rata di ammortamento che comprende gli eventuali interessi passivi sui mutui finanziari (non previsti dalla NB) e la quota di ammortamento, quindi la quota capitale (nel caso NB equivalente alla rata).

Andando a sostituire tutte queste formule all'interno di quella per il calcolo dei flussi di cassa  $F$  , si ottiene una nuova formula in cui possono essere espressi in funzione dell'ammortamento:

$$F = (1 - p)(R - C) + pA - E$$

Per semplicità si possono scrivere:

- $E \equiv C_i$
- $C \equiv C_e$

che corrispondono rispettivamente ai costi di installazione e ai costi di esercizio.

La formula finale con cui verranno calcolati i flussi di cassa sarà quindi:

$$F = (1 - p)(R - C_e) + pA - C_i$$

Utilizzando i valori dei flussi di cassa, è possibile dedurre cifre di merito utili per valutare la redditività di investimenti industriali.

### 5.1.1 Metodo del VAN

Dal punto di vista economico un investimento può essere considerato redditivo se la somma algebrica dei flussi di cassa, opportunamente ricondotti ad un tempo di riferimento ed estesa per tutti gli anni della vita economica stimata per l'investimento, risulta positiva.

Nel metodo del *VAN* (Valore Attuale dei flussi di cassa al Netto dell'investimento iniziale) l'utilità complessiva dell'investimento può essere valutata sommando algebricamente i diversi esborsi ed i redditi, riportandoli ad un medesimo tempo di riferimento attraverso il meccanismo di attualizzazione:

$$VAN = F_0 + \frac{F_1}{(1+i)} + \frac{F_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+i)^n}$$

dove:

- $VAN$  : rappresenta il Valore Attuale Netto;
- $n$  : rappresenta il numero di periodi (di solito anni) di durata dell'investimento (vita utile);



- $F_n$  : rappresenta i flussi di cassa al periodo n;
- $i$  : è il TIR (Tasso Interno di Rendimento).

Questo metodo richiede a priori la fissazione di “n” e di “i” e consente di fare le seguenti considerazioni:

- se  $VAN > 0$  l’operazione di investimento darà una certa utilità economica;
- se  $VAN = 0$  l’operazione servirà unicamente a restituire in n anni capitale ed interessi al tasso “i”;
- se  $VAN < 0$  l’investimento è in perdita.

Conviene quindi effettuare l’investimento solo se  $VAN > 0$  e conviene, tra due investimenti, scegliere quello con  $VAN$  maggiore.

I pregi di questo metodo sono:

- tiene conto del fattore tempo;
- tiene conto intrinsecamente degli eventuali interessi messi in gioco dalle somme impiegate, in modo da evitarne il conteggio in fasi successive;
- è preciso.

I difetti sono:

- il tasso di attualizzazione è difficile da determinare ed interviene nel computo dei flussi di cassa;
- considera la differenza fra esborsi e ricavi ma non il loro rapporto (redditività);
- favorisce le proposte di maggiori dimensioni.

### **5.1.2 Metodo del TIR**

Si definisce TIR (Tasso Interno di Rendimento), quel particolare valore  $i$  del tasso di attualizzazione che rende il valore attuale di tutti i flussi di cassa uguale all’esborso iniziale per l’investimento.

Altra interpretazione è quella per la quale il tasso di redditività attualizzato può essere interpretato come quel particolare valore del tasso di interesse al quale è possibile prendere in prestito tutti i fondi necessari per realizzare l’investimento, senza avere né utili né perdite al termine della vita del progetto dopo aver restituito l’esborso iniziale ed i relativi interessi maturati. Dal punto di vista analitico il metodo del tasso interno di rendimento si applica risolvendo la relazione:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{F_k}{(1+i)^k} = 0$$

Grazie a questo metodo posso stabilire quale sia l'investimento migliore, che è quello col TIR maggiore.

I pregi del metodo sono:

- tiene conto del fattore tempo;
- tiene conto intrinsecamente degli eventuali interessi messi in gioco dalle somme impiegate, in modo da evitarne il conteggio in fasi successive;
- è preciso;
- il valore del tasso di attualizzazione di riferimento è fissato in funzione delle caratteristiche dell'investimento e dei capitali impiegati.

I difetti sono:

- presuppone che i flussi di cassa possano essere reinvestiti ad un tasso uguale a quello di attualizzazione che è generalmente ben superiore all'effettivo tasso di costo del denaro;
- fornisce risposte ambigue in caso di applicazione ad investimenti per i quali siano previsti cash flow alternativamente positivi e negativi.

### **5.1.3 Metodo del PAY-BACK**

Il payback period (tempo di recupero o di rientro attualizzato) non è altro che il numero di periodi necessari affinché i flussi di cassa cumulati eguagliano l'investimento iniziale.

Questo parametro non è una vera e propria misura della redditività dell'investimento, quanto piuttosto della rapidità con cui si riforma la liquidità. In questo senso è meno rischioso, a parità di vita utile, un investimento con PayBack minore. Questo metodo però, può essere preso in considerazione per la scelta tra due investimenti, solo se questi ultimi hanno gli stessi VAN e TIR.

I pregi di questo metodo sono:

- semplicità di calcolo;
- apprezzamento della liquidità.

I difetti sono:

- non apprezza la redditività dell'investimento;
- non tiene conto del fattore tempo per la valutazione dei ricavi;
- discrimina gli investimenti a periodo lungo di recupero.

## 5.2 Calcolo dei flussi di cassa

Nella seguente tabella sono riportati i flussi di cassa calcolati per mezzo della seguente formula (presentata nel paragrafo 5.1):

$$F = (1 - p)(R - C_e) + pA - C_i$$

dove:

- $C_e$ : costi di esercizio;
- $C_i$ : costi di installazione;
- $p$ : circa pari al 43%;
- $A$ : rata di ammortamento;
- $R$ : ricavi.

ANNO		RICAVI	COSTO di INSTALLAZIONE TOTALE	QUOTA AMMORTAMENTO	COSTO di ESERCIZIO TOTALE	FLUSSI di CASSA
INSTALLAZIONE IMPIANTO		0	417740	0	0	-417740
2012	1°	59765	0	37597	4300	47782
2013	2°	59765	0	37597	4300	47782
2014	3°	59765	0	37597	4300	47782
2015	4°	59765	0	37597	4300	47782
2016	5°	59765	0	37597	4300	47782
2017	6°	59765	0	37597	4300	47782
2018	7°	59765	0	37597	4300	47782
2019	8°	59765	0	37597	4300	47782
2020	9°	59765	0	37597	4300	47782
2021	10°	59765	0	37597	4300	47782
2022	11°	59765	0	37597	4300	47782
2023	12°	59765	0	0	4300	31615
2024	13°	59765	0	0	4300	31615
2025	14°	59765	0	0	4300	31615
2026	15°	59765	0	0	4300	31615
2027	16°	59765	0	0	4300	31615
2028	17°	59765	0	0	4300	31615
2029	18°	59765	0	0	4300	31615
2030	19°	59765	0	0	4300	31615
2031	20°	59765	0	0	4300	31615

Tabella 5.1: flussi di cassa (CASO A)

ANNO		COSTO di INSTALLAZIONE TOTALE	QUOTA AMMORTAMENTO	FLUSSI di CASSA
INSTALLAZIONE TETTO		250000	0	-250000
2012	1°	0	7500	3225
2013	2°	0	7500	3225
2014	3°	0	7500	3225
2015	4°	0	7500	3225
2016	5°	0	7500	3225
2017	6°	0	7500	3225
2018	7°	0	7500	3225
2019	8°	0	7500	3225
2020	9°	0	7500	3225
2021	10°	0	7500	3225
2022	11°	0	7500	3225
2023	12°	0	7500	3225
2024	13°	0	7500	3225
2025	14°	0	7500	3225
2026	15°	0	7500	3225
2027	16°	0	7500	3225
2028	17°	0	7500	3225
2029	18°	0	7500	3225
2030	19°	0	7500	3225
2031	20°	0	7500	3225

Tabella 5.2: flussi di cassa (CASO B)

### 5.3 Calcolo del VAN

La formula utilizzata, come anticipato nel paragrafo 5.1.1, è la seguente:

$$VAN = F_0 + \frac{F_1}{(1+i)} + \frac{F_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+i)^n}$$

dove:

- $F_{0...n}$  : rappresentano i flussi di cassa dal periodo 0 al periodo n;
- $i$  : è il TIR (3,5%, fornitomi dalla Lucefin spa).
- $n$  : 20 anni (la vita di un impianto FV è di circa 20 ÷ 30 anni).

ANNO		FLUSSI di CASSA	VAN (i=3,5%)
INSTALLAZIONE IMPIANTO		-417740	-417740
2012	1°	47782	-371574
2013	2°	47782	-326969
2014	3°	47782	-283873
2015	4°	47782	-242234
2016	5°	47782	-202003
2017	6°	47782	-163132
2018	7°	47782	-125576
2019	8°	47782	-89290
2020	9°	47782	-52670
2021	10°	47782	-18796
2022	11°	47782	13932
2023	12°	31615	34854
2024	13°	31615	55069
2025	14°	31615	74600
2026	15°	31615	93471
2027	16°	31615	111703
2028	17°	31615	129319
2029	18°	31615	146340
2030	19°	31615	162784
2031	20°	31615	178673

Tabella 5.3: VAN (CASO A)

Come si può notare dalla TABELLA 5.3, il recupero dell'investimento per l'impianto FV, senza considerare che l'azienda deve in ogni caso sostituire il tetto, è molto lungo e non conveniente (il VAN si annulla solamente tra il 10° e il 11° anno).

Al 20° anno il VAN è pari a 178'673 €, tale valore indica il guadagno totale dell'azienda in seguito all'investimento, rispetto alla configurazione attuale del tetto.

ANNO		FLUSSI di CASSA	VAN (i=3,5%)
INSTALLAZIONE TETTO		-250000	-250000
2012	1°	3225	-246884
2013	2°	3225	-243873
2014	3°	3225	-240965
2015	4°	3225	-238154
2016	5°	3225	-235439
2017	6°	3225	-232815
2018	7°	3225	-230281
2019	8°	3225	-227831
2020	9°	3225	-225360
2021	10°	3225	-223074
2022	11°	3225	-220865
2023	12°	3225	-218730
2024	13°	3225	-216668
2025	14°	3225	-214676
2026	15°	3225	-212751
2027	16°	3225	-210891
2028	17°	3225	-209094
2029	18°	3225	-207358
2030	19°	3225	-205680
2031	20°	3225	-204060

Tabella 5.4: VAN (CASO B)

La tabella 5.4 evidenzia, come è naturale aspettarsi, l'impossibilità del recupero dell'investimento di un tetto ordinario.

Come visto precedentemente, tra due investimenti si sceglie quello col VAN maggiore: in questo caso è più conveniente il caso A.

## 5.4 Calcolo del PayBack

Con il metodo del recupero del capitale (PayBack Period) si calcola il numero di anni occorrenti perché le disponibilità derivanti dall'investimento permettano di recuperare il capitale investito. La sua struttura è tale da favorire quei progetti che consentano di effettuare più rapidamente tale recupero.

In questo calcolo è necessario tenere conto della differenza tra i due casi considerati, in modo da ottenere l'effettivo guadagno nella costruzione dell'impianto rispetto alla costruzione di un tetto ordinario.

ANNO		VAN (i=3,5%) CASO A	VAN (i=3,5%) CASO B	VAN (i=3,5%) DIFFERENZA (A-B)
INSTALLAZIONE IMPIANTO		-417740	-250000	-167740
2012	1°	-371574	-246884	-124690
2013	2°	-326969	-243873	-83096
2014	3°	-283873	-240965	-42908
2015	4°	-242234	-238154	-4079
2016	5°	-202003	-235439	33436
2017	6°	-163132	-232815	69683
2018	7°	-125576	-230281	104704
2019	8°	-89290	-227831	138541
2020	9°	-52670	-225360	172690
2021	10°	-18796	-223074	204277
2022	11°	13932	-220865	234796
2023	12°	34854	-218730	253584
2024	13°	55069	-216668	271737
2025	14°	74600	-214676	289276
2026	15°	93471	-212751	306222
2027	16°	111703	-210891	322594
2028	17°	129319	-209094	338413
2029	18°	146340	-207358	353698
2030	19°	162784	-205680	368465
2031	20°	178673	-204060	382733

Tabella 5.5: differenza tra i VAN

Dalla tabella 5.5 si evince che al 20° anno l'azienda avrà un guadagno di 382'733 € nel costruire l'impianto FV rispetto alla costruzione di un tetto ordinario.

Dalla tabella 5.5 è inoltre possibile ricavare l'andamento del VAN in funzione del tempo:

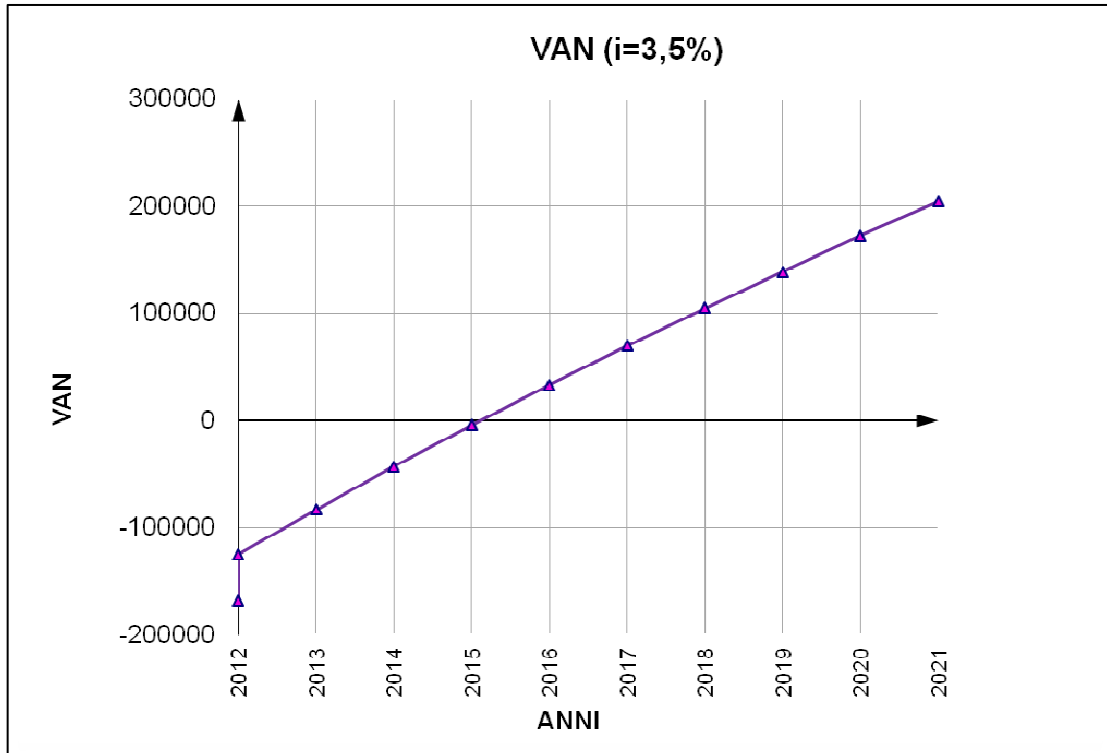


Figura 5.1: andamento del VAN.

Dal grafico si evince che il periodo di recupero per  $i=3,5\%$  è tra il 2015 ed il 2016. A questo punto si può procedere con la determinazione delle equazioni dei tratti di retta dove il VAN si annulla (equazione della retta per due punti):

$$\frac{Y - Y_1}{Y_2 - Y_1} = \frac{X - X_1}{X_2 - X_1}, \quad \text{dove } Y \text{ è il VAN e } X \text{ è il tempo.}$$

Sostituendo i valori riportati nella tabella 5.2 si ottiene:

$$\frac{Y - (-4'079)}{33'436 - (-4'079)} = \frac{X - 4}{5 - 4}$$



L'equazione del tratto di retta in forma esplicita (sostituendo a Y il VAN e a X il tempo) è quindi:

$$VAN = 37'515t - 154'139$$

Dovendo determinare il valore di t che annulla il VAN basta porre VAN=0.

Si ricava quindi:

$$PAYBACK = 4anni + 1mese$$



## CAP. 6 Conclusioni

In sintesi, la Nuova Bassani srl potrebbe rimuovere la copertura in eternit e realizzarne una nuova con sistema metallico Kalzip AluPlusSolar con inserimento di impianto fotovoltaico, inclusi gli accessori e le lattoniere di finitura da realizzare presso i capannoni produttivi siti nel comune di Forlì per un totale di 417'740€.

Riassumendo i dati principali, ricordo che:

- la superficie disponibile in questione è pari a circa 2'220 mq (1'330 mq per il fabbricato più grande e 890 mq per quello più piccolo);
- saranno quindi montati 450 pannelli sopra il fabbricato più grande e 300 sul più piccolo;
- i pannelli che si riferiscono al preventivo più economico hanno le seguenti caratteristiche:
  1. potenza nominale (o di picco):  $136 W_p$  ;
  2. lunghezza del pannello:  $5,50 m$  ;
  3. larghezza pannello:  $537 mm$  .
- la potenza di picco dell'impianto sarà di  $101 kW_p$  ;
- l'energia producibile dall'impianto annualmente sarà di  $111'553 kWh/anno$  ;
- i costi di esercizio dovuti alla manutenzione e al premio assicurativo annuali sono pari a  $4300 €/anno$  ;
- i ricavi totali dati dagli incentivi del GSE e il rimborso dovuto al consumo di energia autoprodotta, sono pari a  $59'765 €/anno$  ;
- il piano di ammortamento ha una durata di 11 anni, con un tasso del 9% e la rata ammonta a  $37'597 €/anno$  ;

Grazie a questi dati ho stimato il tempo di recupero dell'investimento, ottenendo circa 4 anni con un tasso interno di rendimento del 3,5%.

Alla luce dei valori ottenuti, suggerisco alla Nuova Bassani srl di realizzare l'impianto fotovoltaico integrato nel tetto perché, come emerge dai calcoli effettuati nell'elaborato, è più conveniente rispetto alla costruzione di un tetto ordinario e si recupera in tempi brevi.

Inoltre, è una tecnologia innovativa che sta prendendo molto campo e può rendere l'immagine dell'azienda più affidabile e all'avanguardia (tant'è che aziende importanti del settore hanno già provveduto all'installazione di impianti fotovoltaici presso le loro sedi). E' altresì un investimento sicuro, dati i pochi componenti elettro-meccanici presenti nell'impianto e data la fonte di energia che non dovrebbe esaurirsi prima di 5 miliardi di anni.

# **Bibliografia**

- IMPIANTI INDUSTRIALI – CRITERI DI SCELTA, PROGETTAZIONE E REALIZZAZIONE  
Arrigo Pareschi  
Editore Esculapio
- SISTEMI DI CONTROLLO – ANALISI ECONOMICHE PER LE DECISIONI AZIENDALI  
Anthony, Hawkins, Macrì, Merchant  
Editore McGraw-Hill
- NUOVA BASSANI SRL (documentazione interna)
- MANUALE DELL'INGEGNERE  
Andreini  
Editore Hoepli
- PRINCIPI DI FINANZA AZIENDALE  
Brealey R.A., Sandri S., Myers S.C.  
McGraw Hill
- KALZIP SISTEMI FOTOVOLTAICI  
(Depliant)
- SOLARE B2B  
(Rivista dei professionisti dell'energia solare)
- DECRETO MINISTERIALE del 05/05/2011 pubblicato sulla GAZZETTA UFFICIALE del 12/05/2011
- QUADERNI DI APPLICAZIONE TECNICA n.10  
IMPIANTI FOTOVOLTAICI  
ABB SACE
- LA PROGETTAZIONE DI SISTEMI FOTOVOLTAICI  
F. Califano, V. Silvestrini, G. Vitale  
Liguori

- IL FOTOVOLTAICO IN ARCHITETTURA: L'INTEGRAZIONE EDILIZIA DEI SISTEMI PER LA GENERAZIONE DI ELETTRICITÀ SOLARE  
N. Aste  
Gruppo Editoriale Esselibri Simone
- IMPIANTI SOLARI FOTOVOLTAICI A NORME CEI
- IL NUOVO FOTOVOLTAICO  
M. Pagliaro, G. Palmisano, R. Ciriminna  
Dario Flaccovio Editore
- <http://www.fotovoltaicoincentivi.it>

# **Ringraziamenti**

Desidero ringraziare tutti coloro che mi hanno dato supporto durante il mio percorso universitario.

Un grazie speciale va al mio ragazzo Lorenzo per i preziosi consigli e per aver sopportato i miei nervosismi degli ultimi periodi, ai miei genitori Noemi e Stefano per il continuo sostegno economico e per essermi stati affianco dimostrandomi tanto amore e ai nonni Francesca ed Enzo per aver riposto in me tanta fiducia.

Un sentito ringraziamento al Prof. Ing. Augusto Bianchini per la disponibilità offerta e l'aiuto nella stesura di questa tesi.

Infine un particolare ringraziamento è rivolto ai titolari della Nuova Bassani per l'opportunità che mi hanno concesso e per avermi fornito tutti i dati necessari per la stesura della tesi.

Grazie di cuore a tutti coloro che hanno dato apporto concreto alla mia carriera universitaria.

Chiara Noemi Mariotti