



SAPIENZA
UNIVERSITÀ DI ROMA

FACOLTÀ DI INGEGNERIA, SEDE DI LATINA
Corso di Laurea Triennale in Ingegneria dell'Informazione

**Studio e valutazione di un
sistema fotovoltaico con accumulo per la
massimizzazione dell'energia prodotta**

Relatore:
Fabio Massimo
Fratiale Mascioli

Candidato:
Morena Antonia Troccoli
matricola 1503901

Correlatore:
Francesco Ranchella

Sessione Estiva
Anno Accademico 2014 - 2015

Imagination is more important than knowledge.
Knowledge is limited.
Imagination encircles the world.
Albert Einstein

Alla mia famiglia

Sommario

Il Fotovoltaico è una tra le principali ed importanti tecnologie che sfruttano la luce solare, trasformandola in energia elettrica, senza effetti negativi sull'ambiente.

In questo elaborato viene analizzato un progetto di impianto fotovoltaico stand-alone con sistema di accumulo ideato per un edificio, adibito ad uso domestico e anche commerciale, posizionato nel centro storico di Macerata, nelle Marche.

La tesi verterà, quindi, sull'analisi dei sistemi fotovoltaici con specifica attenzione allo studio di metodi appropriati di dimensionamento per sistemi fotovoltaici Stand-Alone focalizzando l'attenzione sugli innovativi sistemi di accumulo Planté-Primordial che garantiscono una vita di progetto di circa 50 anni.

Nell'elaborato verranno trattati prima gli aspetti teorici relativi al funzionamento dei componenti che costituiscono un impianto off-grid e poi si passerà al dimensionamento effettivo dell'impianto progettato per Macerata mettendo maggiormente in evidenza le tecniche e gli elementi utilizzati per la massimizzazione dell'energia prodotta.

Ringraziamenti

Desidero ringraziare tutti coloro che mi hanno aiutato nella stesura della tesi con suggerimenti, critiche ed osservazioni.

Ringrazio anzitutto il professor Fabio Massimo Frattala Mascioli, Relatore, e Francesco Ranchella, Co-relatore: senza il loro supporto e la loro guida sapiente questa tesi non esisterebbe.

Un ringraziamento particolare va: alla mia famiglia che ha sempre creduto in me e mi ha dato la possibilità di fare tutto quello che finora ho fatto, ai miei amici che mi hanno incoraggiato e supportato e in particolare ad Alessio che è riuscito sempre a trovare le parole giuste per caricarmi e farmi andare avanti.

Indice

1	Energia fotovoltaica	1
1.1	Storia del Fotovoltaico	1
1.2	Il Sole: la primaria fonte di energia	7
1.2.1	La radiazione solare	8
1.3	Effetto fotovoltaico	14
1.3.1	La cella fotovoltaica	15
1.3.2	Caratteristica elettrica di una cella fotovoltaica	19
1.3.3	Rendimento della cella fotovoltaica	26
1.3.4	Tipologie di celle fotovoltaiche	27
1.3.5	Tipi di impianto	33
2	Gli accumulatori	39
2.1	Introduzione agli accumulatori	39
2.2	Parametri operativi degli accumulatori di carica elettrica	44
2.3	Analisi della batteria al piombo - acido	48
2.3.1	Processi chimici della batteria piombo - acido	50
2.3.2	Struttura e processo di fabbricazione di una batteria al piombo - acido	55
3	Elementi di un impianto fotovoltaico ad isola con l'utilizzo degli accumulatori Primordial	59
3.1	Pannelli fotovoltaici cilindrici	60
3.2	Regolatori di carica	62
3.2.1	Convertitore Buck	62
3.2.2	Trasformatore in ferrite ad alta frequenza	72
3.2.3	La scelta	80
3.3	Algoritmo di modellazione e controllo	84
3.4	L'accumulatore Planté-Primordial	89

3.4.1	Utilizzi	92
3.5	L'inverter	93
4	Dimensionamento dell'impianto di Macerata nelle Marche	96
4.1	Soluzioni possibili al problema di scarica delle batterie: WEB SERVER MONITORING	99
5	Conclusioni	101
	Bibliografia	104

Elenco delle figure

1.1	Edmond Bequerel (1820-1891)	2
1.2	Pergola solare installata a Barcellona	6
1.3	Micromeri, distribuzione spettrale	8
1.4	Spettro della luce solare	10
1.5	Tabella delle radiazioni elettromagnetiche	10
1.6	RADIAZIONI	12
1.7	Radiazione globale annua	14
1.8	Fotoni	15
1.9	Cristallo di silicio	16
1.10	Cristallo di silicio drogato con fosforo	17
1.11	Cristallo di silicio drogato con boro	17
1.12	Cella fotovoltaica	18
1.13	Massima potenza	19
1.14	Caratteristica V-I	20
1.15	Circuito fotovoltaico	22
1.16	Variazione della corrente in base alla radiazione incidente	23
1.17	Variazione della corrente	24
1.18	Moduli fotovoltaici connessi in serie e in parallelo	25
1.19	Tipologia di celle fotovoltaiche	28
1.20	Rendimenti celle cristalline	29
1.21	Rendimenti celle a film sottile	30
1.22	Tabella dei costi delle celle fotovoltaiche	30
1.23	Pannelli fotovoltaici colorati	31
1.24	Pannelli fotovoltaici bifacciali	32
1.25	Pannelli fotovoltaici cilindrici	33
1.26	Rappresentazione di un impianto ad isola	36

2.1	Schema di bilancio tra generazione e domanda di energia in un tipico caso di LOAD SHIFTING	40
2.2	Pila Daniell	41
2.3	Potenza e tempi di scarica	43
2.4	Potenza ed energia specifica in relazione al C_{rate}	44
2.5	Durata di vita(numero di cicli di carica/scarica)di una batteria FIAMM-GS	47
2.6	Proprietà fisiche e chimiche di una batteria al piombo-acido .	50
2.7	Tensione nominale della cella	52
2.8	Processo di carica e scarica di una batteria al piombo-acido .	54
2.9	Batteria al piombo-acido	55
2.10	Proprietà dell'acido solforico	57
3.1	Pannelli fotovoltaici tubolari	61
3.2	Raccolta di luce	61
3.3	"EFFETTO VELA" assente in moduli cilindrici	61
3.4	circuito convertitore STEP-DOWN	62
3.5	Forme d'onda di corrente e di tensione in funzione del tempo, in un convertitore buck ideale, in funzionamento continuo . .	64
3.6	Variazione di corrente e di tensione in funzione del tempo, in un convertitore buck ideale, in funzionamento discontinuo . .	65
3.7	Andamento della tensione e corrente in uscita normalizzate .	68
3.8	Il trasformatore ideale come elemento circuitale	76
3.9	Trasformatore abbassatore: il numero di spire del primario e maggiore del numero di spire del secondario.	80
3.10	Circuito di un ponte ad H	81
3.11	Circuito di un ponte a diodi connesso ad un trasformatore . .	82
3.12	Schema di un impianto con controllo MPPT sull'inverter . . .	85
3.13	Capacità dell'accumulatore Primordial	90
3.14	Tensione di carica	92
3.15	Planté Primordial datasheet	93
3.16	Pulse Width Modulation	94
3.17	Filtraggio LC	95
4.1	Grafico di un impianto ad isola ottenuto grazie al Web Server Monitoring	100

Capitolo 1

Energia fotovoltaica

1.1 Storia del Fotovoltaico

1767-1900:

- Il progressivo diffondersi dell'impiego del vetro nel corso del diciottesimo secolo fece sì che si venisse a conoscenza della notevole capacità di trattenere il calore solare di questo materiale.
- Il 27 settembre 1818, Robert Stirling fa domanda di brevetto per il suo Economizzatore al Chancery di Edinburgh, Scozia. Questo motore, successivamente, è stato utilizzato nel Sistema a piatto di Stirling, una tecnologia che concentra l'energia termica del Sole per produrre energia elettrica.
- Nel 1839 lo scienziato francese Edmond Becquerel scopre l'effetto foto-galvanico in elettroliti liquidi, osservando che, se una cella elettrolitica fatta con due elettrodi metallici, posta in una soluzione conduttrice, viene esposta alla luce solare, la generazione di elettricità aumenta.
- Nel 1860 Auguste Mouchout, matematico del liceo della città di Tours, in Francia, inventa il primo motore in grado di convertire radiazione solare in potenza meccanica.
- Al 1873 risale la scoperta della fotoconduttività del selenio ad opera di Willoughby Smith. Pochi anni dopo i fisici inglesi William Grylls Adams e Richard Evans Day scoprono che il selenio produce elettricità, quando esposto alla luce, senza il riscaldamento di un fluido e senza l'utilizzo di parti mobili. È il primo esempio di fotovoltaico nei solidi.

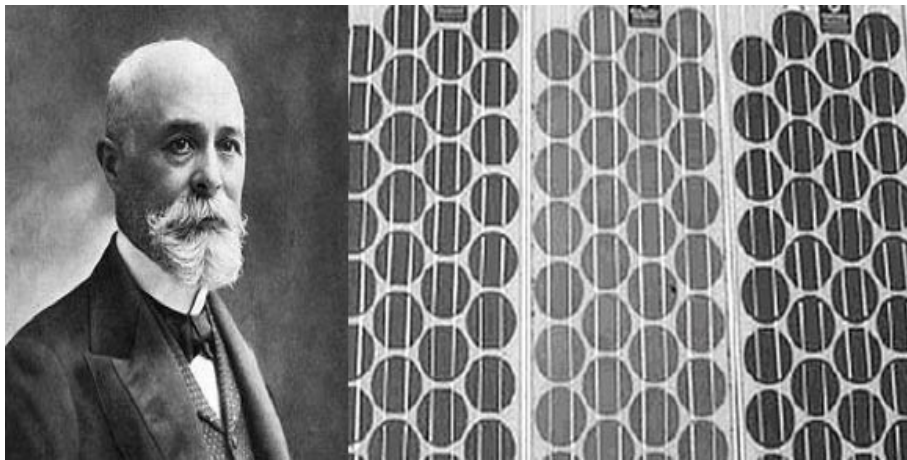


Figura 1.1: Edmond Becquerel (1820-1891)

- Nel 1883 l'inventore americano Charles Fritts produce la prima cella solare fatta con wafers di selenio. L'efficienza di conversione è di circa 1-2%.
- Nel 1921 Albert Einstein vince il premio Nobel per aver descritto l'effetto fotoelettrico. Un decennio più tardi Audobert e Stora scoprono l'effetto fotoelettrico nel solfuro di cadmio.
- Nel 1954 Daril Chapin, Calvin Filler e Gerald Pearson sviluppano nei laboratori della Bell Telephon una cella solare fotovoltaica a base di silicio. È la prima cella fotovoltaica in grado di convertire energia solare in energia elettrica in quantità sufficiente ad alimentare una strumentazione; l'efficienza di conversione è di circa il 4 %.
- Nel 1956 una cella aveva un costo proibitivo ed era totalmente fuori mercato, costava infatti circa 300 \$/W, contro i 50 cents \$ /W di altre tipologie di impianti. Così, l'unica richiesta commerciale di celle solari a base di silicio arrivò dal settore aerospaziale.
- Lo stesso anno le celle solari trovano la loro prima applicazione a bordo del satellite Vanguard I proprio per la radio. A differenza delle batterie convenzionali che si esaurivano in un breve lasso di tempo (circa una settimana), le celle solari potevano fornire energia al satellite per anni. Un anno dopo l'Explorer III, il Vanguard II e lo Sputnik III ven-

nero lanciati in orbita con un sistema fotovoltaico a bordo; il sistema funzionerà senza sosta per otto anni.

- Nel 1960 Hoffman Electronic riuscì a raggiungere un'efficienza per le celle fotovoltaiche del 14% ed il satellite Explorer VI venne lanciato con un apparato di 9600 celle fotovoltaiche. Due anni dopo la Bell Telephone Laboratories introdusse sul mercato la prima telecomunicazione satellitare, Telstar (potenza iniziale 14 W), seguita l'anno successivo dai primi moduli fotovoltaici commerciali.
- Lo stesso anno il Giappone installò la più potente installazione fotovoltaica al mondo (242 W), presso un faro.
- Nel 1964 la NASA lancia il primo satellite alimentato con moduli fotovoltaici (470 W).
- L'anno successivo viene lanciato il primo Orbiting Astronomical Observatory, alimentato con moduli fotovoltaici (1KW). L'impiego delle celle solari nelle missioni spaziali diventa via via più intenso, visto che il loro costo elevato era ampiamente ripagato da efficienza, durata, scarsa necessità di manutenzione e dimensioni ridotte. Diversamente, per le applicazioni terrestri, nelle quali il principale criterio commerciale era il costo per chilowattora, il loro uso restava ancora proibitivo.

1970-2006:

- Nel 1970 il dottor Elliot Berman, finanziato dalla Exxon Corporation, progetta una cella solare che abbassa significativamente il costo di produzione: dai 100 \$/W fino ai 20 \$/W. Con questi valori di costo, le celle solari cominciano a diventare commercialmente competitive, seppure in un mercato di nicchia: luci di emergenza per stazioni offshore, fari, passaggi a livello.
- Il primo impianto solare ad un incrocio a livello degli Stati Uniti è del 1974, a Rex in Georgia.
- David Charlson e Christopher Wronsky dei laboratori RCA fabbricano, nel 1976, la prima cella fotovoltaica in silicio amorfo, meno costoso del silicio cristallino con un'efficienza dell'1,1%.

- Nel 1973 gli Stati Uniti mandano in orbita la stazione spaziale Skylab. Rimarrà in funzione fino al 1979. L'anno successivo si diffondono gli impianti nelle zone rurali del pianeta: isola di Tahiti, alcune parti di Kenia, Messico e in America Centrale. Nella riserva indiana dei Papago, nel sud dell'Arizona nasce il primo villaggio fotovoltaico (progetto Lewis Research Center della NASA). L'energia prodotta è sufficiente per i bisogni delle 15 abitazioni della comunità.
- Nel 1977 la potenza mondiale fotovoltaica installata supera i 500 KWp.
- Nel 1980 all'università del Delaware, viene anche prodotta la prima cella solare a film sottile. Il materiale utilizzato è solfuro di rame e solfuro di cadmio e l'efficienza è pari al 10%. L'anno successivo Paul MacCready costruisce il primo aereo alimentato a celle solari con 16000 celle montate sulle ali, pari a 3000 W di potenza e attraversa la Manica.
- Nel 1982 in Australia nasce la prima automobile alimentata a celle solari: la Quiet Achiever. La massima velocità è di 72 Km/h. In venti giorni percorre circa 5000 Km tra la città di Sydney e quella di Perth. La potenza fotovoltaica mondiale supera i 21.3 MWp.
- Negli anni successivi i ricercatori all'università del Galles del sud, Australia, riescono a produrre celle solari al silicio con un'efficienza del 20%.
- Nel 1992 i ricercatori dell'università della Florida del sud producono una cella fotovoltaica di telluro di cadmio sottile come un film, con un'efficienza del 15%.
- Nel 1994 la National Renewable Energy Laboratory (NREL) sviluppa in laboratorio una cella solare di fosforo di gallio ed indio e gallio ed arsenio (GAINP/GANAS) che raggiunge un rendimento pari al 30%.
- Nel 1999 viene completato a New York un grattacielo con un sistema integrato di pannelli fotovoltaici posti al 37esimo e 43esimo piano, nella facciata rivolta a sud dell'edificio stesso. Spectrolab ed il National Renewable Energy Laboratory sviluppano una cella solare in grado di convertire il 32% della radiazione luminosa in elettricità. L'alta efficienza è frutto della combinazione, in una sola cella, di tre strati di materiale fotovoltaico. La cella ha il massimo rendimento quando la

radiazione solare è concentrata: per questo è montata su un'apparecchiatura con lenti che focalizzano la radiazione e che mantengono la cella sempre nella direzione di massima esposizione al Sole. Lo stesso laboratorio raggiunge un record di efficienza per celle a film sottile: 18,8%. La potenza mondiale fotovoltaica installata raggiunge 1 GWp.

- Nel 2000 a Perrysburg, Ohio, viene installato l'impianto fotovoltaico più grande al mondo, con una potenza installata di 25 MWp. All'International Space Station, gli astronauti installano un'apparecchiatura spaziale con 38000 celle solari. L'aereo della NASA stabilisce un nuovo record di volo per un velivolo non alimentato a razzi, viaggiando per oltre 40 minuti ad una quota di 29000 metri. Nel frattempo i costi sono crollati.
- Nel 2003 la potenza fotovoltaica installata a livello mondiale supera i 2200 MWp, con un tasso di crescita del 32,4% che si è mantenuto pressoché costante rispetto agli anni precedenti. Paese leader è il Giappone che, insieme alla Germania, è quello che presenta il più elevato tasso di crescita annuale. Molto meno marcato, anche se positivo, appare il trend di crescita degli Stati Uniti, paese tra i primi a sviluppare questo settore di applicazioni.
- In Italia la crescita è molto contenuta. A partire dal 2001, risulta inferiore alla pur bassa media europea. Fino a tutti gli anni 90 aveva mantenuto una posizione di leadership in Europa, ma poi non è stata in grado di allinearsi all'improvviso e sostenuto sviluppo che si è determinato, non solo in Germania, ma anche in Olanda, in Spagna e con valori più bassi in Francia e Austria.
- Nel 2004 la potenza totale installata in Europa è di oltre 1 GWp con una crescita del 69,2% rispetto al 2003, determinata principalmente dal forte sviluppo del settore registrato in Germania che per la prima volta, durante il 2004, con una nuova potenza installata pari a 363 MWp (circa 30000 nuovi impianti) ha superato il Giappone (280 MWp) in quantità annuale installata.
- In Italia si raggiunge la potenza totale installata di 31 MWp. Il mercato mondiale dell'energia solare fotovoltaica continua ad espandersi rapidamente.

- In Germania nel 2006 si sono raggiunti i 968 MWp di potenza installata.

Attualmente:

- Il più grande impianto fotovoltaico in facciata al mondo è quello costruito sulla sede del produttore di moduli fotovoltaici cinese Suntech Power, per un totale di 1 MWp su 6900 m². La stessa azienda detiene anche l'attuale record mondiale per capacità produttiva di moduli fotovoltaici prodotti e commercializzati. La giapponese Sharp deteneva il precedente primato fin dagli albori del fotovoltaico.
- L'installazione dell'impianto fotovoltaico più spettacolare al mondo è forse la cosiddetta Pergola Solare installata a Barcellona, Spagna, che raccoglie moduli fotovoltaici per un totale di 1 MWp su un'unica vela sospesa a mezz'aria di 112 x 50 metri (quasi un campo di calcio regolamentare).



Figura 1.2: Pergola solare installata a Barcellona

- Il più grande impianto fotovoltaico su tetto è quello costruito sugli stabilimenti General Motors a Saragozza, Spagna, con una potenza di 11,8 MW di picco.
- Il più grande impianto fotovoltaico architettonicamente integrato in funzione è quello dei padiglioni fieristici di Monaco di Baviera, per un totale di 1 MWp. L'integrazione architettonica consiste nell'impiego dei moduli fotovoltaici come infissi, ovvero in sostituzione della copertura stessa degli edifici.
- Il più grande impianto fotovoltaico in funzione al mondo è ubicato a Olmedilla de Alarcón, in Spagna. Costruito nel 2008, l'impianto usa più di 160000 pannelli solari e la sua potenza nominale è di 60 MW.

- La potenza totale installata nel mondo a fine 2009 era 20,6 GW, di cui 19,6 solo nell'ultimo decennio. Landamento del mercato fotovoltaico mondiale dal 1999 al 2009 ha registrato un +390%. La diminuzione media del prezzo dei pannelli nel 2009 è di - 38% rispetto al 2008 (1,40-1,90 \$/Wp). La diminuzione del prezzo del silicio va da 450 \$/kg del 2007 a poco più di 70 \$/kg del 2009. La produzione totale delle celle nel 2009 è uguale a 9,34 GW ovvero +37% rispetto al 2008 (6,85 GW). La produzione totale del film sottile nel 2009 è uguale a 1,68 GW ovvero +18% rispetto al 2008. La Cina e il Taiwan con il 38% del venduto totale (+37% rispetto al 2008) rappresentano i principali produttori mondiali, seguono Malaysia, Filippine e India con il 18% sul totale (+137% rispetto al 2008), poi Europa e Giappone. Le vendite globali nel mondo sono aumentate del 13% sul 2008.

1.2 Il Sole: la primaria fonte di energia

L'energia solare è emessa dal sole sotto forma di un flusso continuo di onde elettromagnetiche e particelle dette fotoni (unità elementare priva di carica elettrica e di massa); quest'ultime sono generate da processi di fusione nucleare, in cui due nuclei di idrogeno (basso numero atomico) si uniscono e formano un atomo di elio (numero atomico superiore). Questa fusione libera enormi quantità di energia, in quanto la massa del nucleo risultante è minore della somma delle masse dei nuclei iniziali; tale differenza di massa è convertita in energia secondo la nota relazione $E = m * c^2$ (equazione che stabilisce una relazione tra l'energia (E), la massa (m) e (c) la velocità della luce).

Il Sole è, propriamente, una stella di medie dimensioni, costituita essenzialmente da idrogeno (circa il 74% della sua massa, il 92% del suo volume), elio (circa il 24-25% della massa, il 7% del volume) e altri elementi più pesanti presenti in tracce. È classificata come una nana gialla di tipo spettrale G2 V: G2 indica che la stella ha una temperatura superficiale di circa 5 780 K (5 507 °C), caratteristica che le conferisce un colore bianco, che però appare giallo a causa dello scattering (effetto di cambiamento di traiettoria) dell'atmosfera terrestre; la V indica che il Sole, come la maggior parte delle stelle, è nella sequenza principale, ovvero in una lunga fase di equilibrio stabile in cui l'astro fonde, nel proprio nucleo, l'idrogeno in elio. Tale processo genera ogni secondo una grande quantità di energia (equivalente a 3,831026J), emessa

nello spazio sotto forma di radiazione e vento solare. La radiazione solare, emessa fondamentalmente come luce visibile ed infrarossi, consente la vita sulla Terra fornendo l'energia necessaria ad attivare i principali meccanismi che ne stanno alla base; inoltre l'insolazione della superficie terrestre regola il clima e la maggior parte dei fenomeni meteorologici.

Detto ciò possiamo considerare il Sole, ancora per centinaia e centinaia di anni, come una fonte di energia inesauribile.

1.2.1 La radiazione solare

L'energia prodotta dalle reazioni nucleari interne, dovuta ai processi di fusione dell'idrogeno, si propaga attraverso il Sole stesso e lo spazio che lo circonda sia sotto forma di calore che sotto forma di suono ma, soprattutto, sotto forma di radiazioni elettromagnetiche, che si distinguono in fasce di lunghezza d'onda ed hanno caratteristiche energetiche diverse:

- Raggi gamma e raggi X.
- Raggi ultravioletti.
- Luce visibile.
- Raggi infrarossi.
- Microonde.
- Onde radio

I raggi gamma sono i più ricchi di energia. La lunghezza d'onda della luce visibile è compresa tra 380 e 780 milionesimi di millimetro. Ad ogni lunghezza d'onda corrisponde un colore: al rosso corrisponde la lunghezza

MICROMETRI DISTRIBUZIONE SPETTRALE

micrometri	nomenclatura	% dell'energia totale compresa nello spettro
0,2 - 0,38	ultravioletto	6,4%
0,38 - 0,78	visibile	48%
0,78 - 10	infrarosso	45,6%

Figura 1.3: Micrometri, distribuzione spettrale

donda maggiore (780 milionesimi di millimetro) al violetto quella più piccola (380 milionesimi di millimetro).

Se facciamo passare la luce del Sole attraverso un prisma, la scomponiamo nei suoi colori costitutivi: violetto, blu, azzurro, verde, giallo, arancione e rosso. In più troveremo numerosissime righe scure che corrispondono a determinati elementi chimici presenti nell'atmosfera solare: ogni elemento, allo stato gassoso, assorbe caratteristiche frequenze luminose, originando le discontinuità rilevabili nello spettro. Queste righe furono scoperte da Fraunhofer all'inizio dell' 800 e da lui hanno preso il nome. Non esiste però soltanto lo spettro di assorbimento, infatti, ogni elemento chimico oltre ad assorbire radiazione può anche emetterla; questo è dovuto al livello energetico degli elettroni in orbita attorno al nucleo. Gli elettroni possono, infatti, occupare solo determinate orbite. Lo strato più basso corrisponde allo stato fondamentale e al minimo livello di energia. Se un fotone sufficientemente energetico urta un elettrone e viene assorbito, l'elettrone può salire ad un livello orbitale superiore: nasce così lo spettro di assorbimento a righe scure. Inversamente, quando un elettrone decade da un livello energetico superiore ad uno inferiore, emette un fotone, restituendo l'energia che era stata necessaria per sollevarlo fino all'orbita più alta. Si avrà così lo spettro di emissione con righe di Fraunhofer brillanti, anziché scure, ma alla stessa frequenza. Lo studio delle righe di assorbimento nelle macchie solari ha rivelato la presenza del campo magnetico. Le radiazioni più energetiche (raggi gamma, raggi X, ultravioletti) e le meno energetiche (infrarossi, microonde, radio) sono in gran parte assorbite o riflesse dall'atmosfera così da non poter essere sempre rilevate dagli strumenti. Arriva a terra solamente la luce visibile (che viene vista direttamente dai nostri occhi) nonché una piccola parte di raggi ultravioletti, di raggi infrarossi sotto forma di calore, e di onde radio (che sono rilevabili solo con strumenti particolari).

L'intensità della radiazione solare a 150 milioni di chilometri dal Sole (pari alla distanza media della terra dallo stesso) è di circa 1353 W/m^2 ; tale valore viene indicato come costante solare e rappresenta l'intensità della radiazione solare che raggiunge il pianeta Terra al di fuori dell'atmosfera (che invece attenua l'intensità della radiazione che giunge al suolo). L'asse terrestre è inclinato di $23,5^\circ$ rispetto al piano dell'orbita; questo fatto determina le stagioni e una variazione notevole dell'intensità della radiazione che colpisce, nei

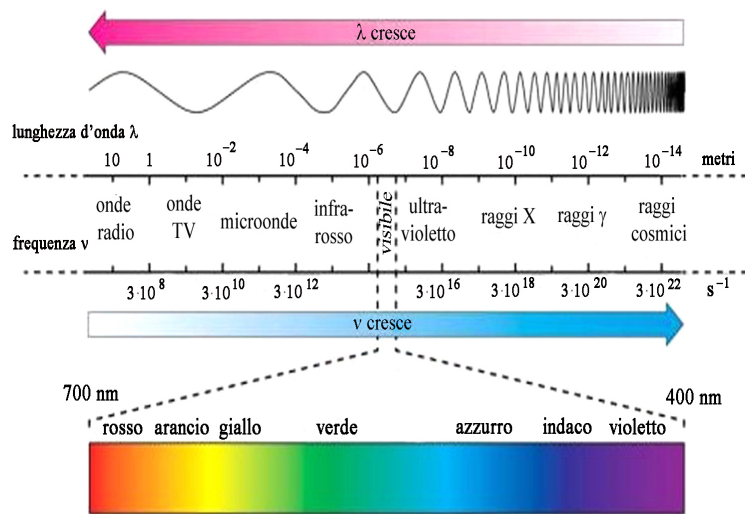


Figura 1.4: Spettro della luce solare

Tipo di radiazione elettromagnetica	Frequenza	Lunghezza d'onda
LF	30 kHz – 300 kHz	10 km – 1 km
MF	300 kHz – 3 MHz	1 km – 100 m
HF	3 MHz – 30 MHz	100 m – 10 m
VHF	30 MHz – 300 MHz	10 m – 1 m
UHF	300 MHz – 3 GHz	1 m – 10 cm
Microonde	3 GHz – 300 GHz	10 cm – 1 mm
Infrarossi	300 GHz – 428 THz	1 mm – 700 nm
Luce visibile	428 THz – 749 THz	700 nm – 400 nm
Ultravioletti	749 THz – 30 PHz	400 nm – 10 nm
Raggi X	30 PHz – 300 EHz	10 nm – 1 pm
Raggi gamma	> 300 EHz	< 1 pm

Figura 1.5: Tabella delle radiazioni elettromagnetiche

diversi periodi dell'anno, una data località, specie se lontana dall'equatore. Ad esempio, in Friuli Venezia Giulia, utilizzando una latitudine media di 46° N, la radiazione solare incide a mezzogiorno del solstizio d'inverno (21 Dicembre) con un angolo di circa 20° , mentre a mezzogiorno nel solstizio d'estate (21 Giugno) con un angolo di 67° . In inverno, inoltre, si hanno solo 7/8 ore di luce contro le 15/16 d'estate; ciò fa sì che l'energia totale che ci raggiunge al solstizio d'estate possa essere circa 5 volte superiore a quella

dell'inizio inverno (ovviamente con cielo sereno).

L'atmosfera attenua la radiazione solare a causa delle molecole che la compongono, che riflettono, assorbono e diffondono la radiazione. In particolare il vapore acqueo e le goccioline sospese possono attenuare fortemente questo effetto (quindi le nubi sono un ostacolo notevole). La parte più densa e ricca di polveri e vapore acqueo dell'atmosfera è costituita dai 15 km più vicini alla superficie terrestre (grossomodo la Troposfera). Va ricordato, tuttavia, che in passato varie eruzioni vulcaniche hanno portato consistenti quantità di polveri, gas e aerosol (tipo di colloide in cui un liquido o un solido sono dispersi in un gas) nella Stratosfera, fino ad un'altezza di quasi 50 km dal suolo; famosa è l'eruzione del vulcano Krakatoa in Indonesia del 1883 e ancor di più quella di Tambora del 1815 che determinò il noto anno senza estate del 1816, con vari riferimenti storici alla sconfitta di Napoleone a Waterloo del 1815. Quest'ultima eruzione è ricordata come la peggiore degli ultimi 1000 anni ed ha provocato gravi carestie, anche in Europa, per la marcata diminuzione della temperatura. I flussi di radiazione di maggior interesse meteorologico sono:

- Radiazione globale.
- Radiazione diretta.
- Radiazione diffusa.
- Radiazione riflessa.
- Radiazione netta.

La radiazione globale viene definita come la somma della radiazione misurata a terra su un piano orizzontale proveniente direttamente dal Sole e quella diffusa dal cielo (atmosfera). I rapporti tra le due componenti sono ovviamente in relazione alle condizioni atmosferiche. La maggior parte degli strumenti impiegati per la misura della radiazione solare misura questo parametro con uno spettro di lunghezze d'onda compreso tra 0.3 e 3 μm . Lo strumento pireliometro misura solo ciò che arriva dal disco del Sole. La radiazione diffusa è la componente, misurata su un piano orizzontale, della radiazione solare che arriva a terra non direttamente dal Sole ma per effetto dell'atmosfera (gas, nubi, ecc.). Lo strumento impiegato per la misura è un solarimetro con un dispositivo che mantiene in ombra l'elemento sensibile

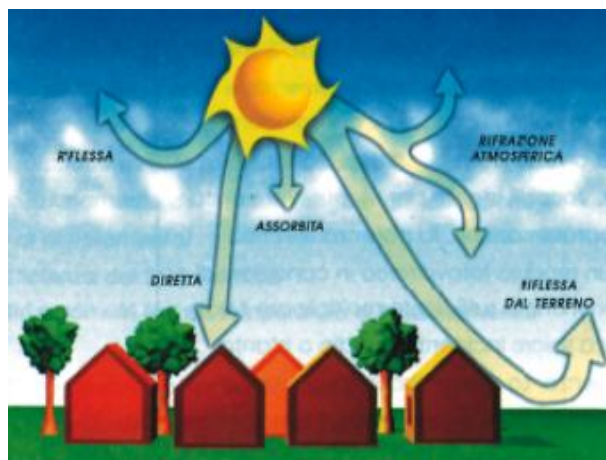


Figura 1.6: RADIAZIONI

rispetto alla luce proveniente direttamente dal Sole. La componente diffusa è molto importante poiché, in inverno, è in percentuale molto maggiore di quella diretta; i pannelli solari, inoltre, funzionano anche in presenza della sola componente diffusa generando elettricità anche con cielo nuvoloso, sebbene la loro produzione diminuisca proporzionalmente all'intensità luminosa. Un altro parametro importante è la radiazione solare riflessa da una superficie (es: terreno) entro la banda 0.3-3 μm ; lo strumento di misura viene posto orizzontale ma rivolto verso il basso. La radiazione netta è la differenza tra la radiazione globale e quella riflessa in arrivo dalla superficie in esame nella banda 0.3 - 60 μm . Lo strumento per la misura è costituito da due radiometri: uno rivolto verso l'alto e uno verso il basso. Le proporzioni di radiazione riflessa, diffusa e diretta ricevuta da una superficie dipendono:

- Dalle condizioni meteorologiche (in una giornata nuvolosa la radiazione è pressoché totalmente diffusa; in una giornata serena con clima secco, viceversa, predomina la componente diretta, che può arrivare fino al 90%)
- Dall'inclinazione della superficie rispetto al piano orizzontale (una superficie orizzontale riceve la massima radiazione diffusa e la minima riflessa; la componente riflessa aumenta al crescere dell'inclinazione).
- Dalla presenza di superfici riflettenti (il contributo maggiore alla riflessione è dato dalle superfici chiare; la radiazione riflessa aumenta in inverno, per effetto della presenza di neve, e diminuisce in estate,

per effetto di assorbimento di colori scuri quali quello dell'erba o del terreno).

L'intensità della radiazione solare incidente su una superficie al suolo è influenzata dall'angolo di inclinazione della radiazione stessa: più piccolo è l'angolo che i raggi del sole formano con una superficie orizzontale e maggiore è lo spessore di atmosfera che essi devono attraversare, e conseguentemente minore è la radiazione che raggiunge la superficie. La posizione ottimale, in pratica, si ha quando la superficie è orientata a sud con angolo di inclinazione pari alla latitudine del sito; l'orientamento a sud massimizza la radiazione solare ricevuta nella giornata e l'inclinazione pari alla latitudine rende minime, durante l'anno, le variazioni di energia solare captate dovute all'oscillazione di 23.5° della direzione dei raggi solari rispetto alla perpendicolare alla superficie di raccolta.

Sulla superficie terrestre arrivano, come già detto, una componente diretta della luce ed una componente diffusa; mentre la componente diretta arriva sulla superficie con un angolo pari circa a quello della latitudine del luogo, quella diffusa non possiede angoli di arrivo preferenziali. In funzione dell'inclinazione del sole sull'orizzonte, la radiazione totale raggiunge mediamente un valore massimo pari a circa 1000 W/m^2 (irraggiamento al suolo in condizioni di giornata serena con sole a mezzogiorno e temperatura di 25°C); questo valore è tuttavia fortemente influenzato dalle variazioni delle condizioni atmosferiche (di carattere aleatorio) e, per questo motivo, il progetto degli impianti fotovoltaici va eseguito utilizzando i dati storici di soleggiamento rilevati nella località prescelta o in località con caratteristiche climatiche simili. I dati storici disponibili riguardano generalmente i valori giornalieri o medi mensili dell'insolazione su superficie orizzontale (espressi in $\text{kWh/m}^2/\text{giorno}$). L'orientamento dei moduli solari è fondamentale e la loro posizione ideale è un orientamento esattamente verso Sud. Per un posizionamento fisso di validità annuale è consigliabile un'inclinazione pari alla latitudine meno 10° ; dunque, alle nostre latitudini, l'inclinazione ottimale del piano dei moduli è pari a circa 33° (in questo modo si massimizza l'energia captata nell'arco dell'anno). Per gli impianti indirizzati solo per la stagione estiva si adottano dei valori di inclinazione pari alla latitudine meno 20° - 30° mentre per il periodo invernale le inclinazioni devono essere pari alla latitudine più 10° - 15° . Questi angoli possono cambiare da località a località, sebbene ci si trovi alla stessa latitudine, a causa della variabilità della

componente diretta e diffusa, che si ha nelle diverse zone.

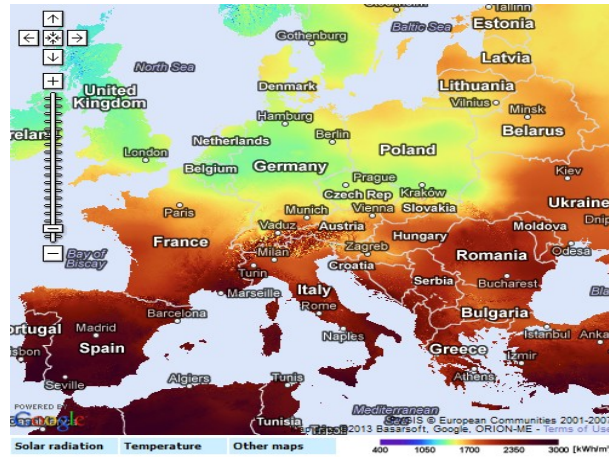


Figura 1.7: Radiazione globale annua

1.3 L'effetto fotovoltaico

La conversione della radiazione solare in energia elettrica avviene sfruttando l'effetto prodotto da un flusso luminoso che incide su un materiale semiconduttore (quattro elettroni di valenza), quando quest'ultimo incorpora, in un lato, atomi di drogante di tipo p (tre elettroni di valenza) e nell'altro atomi di tipo n (cinque elettroni di valenza). Un fotone (il fotone è l'unità elementare, priva di carica elettrica e di massa, che si propaga alla velocità della luce: nel vuoto $c = 299.792,5 \text{ km/s}$) dotato di energia, sulla base della relazione $E = h\nu$ in cui ν rappresenta la frequenza e h la costante di Planck ($6,626 \times 10^{-34} \text{ Js}$), è in grado di liberare all'interno della giunzione (zona di contatto tra la parte drogata p e quella drogata n) una coppia elettrone-lacuna che, per effetto del campo elettrico tra i due strati drogati diversamente, si spostano in verso opposto.

Utilizzando come semiconduttore il silicio, l'energia necessaria a liberare una coppia elettrone-lacuna corrisponde ad una lunghezza d'onda massima per la radiazione luminosa di 1,15 m. La frazione eccedente questo limite, avente

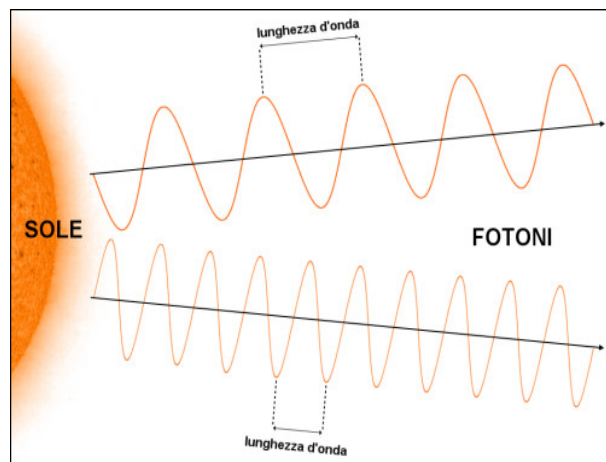


Figura 1.8: Fotoni

cioè lunghezza d'onda maggiore e quindi energia insufficiente, corrisponde a circa il 25% dell'energia complessivamente contenuta dello spettro solare. Il rimanente 75% risulta pertanto in grado di liberare coppie elettrone-lacuna. Tuttavia, come si è visto, al diminuire della lunghezza d'onda ai fotoni risulta associata un'energia sempre maggiore, ma in eccesso rispetto a quella richiesta. La parte eccedente costituisce un surplus che va inevitabilmente perduto, ossia trasformato in calore. Ne segue che, con semiconduttori al silicio, la percentuale di energia solare che è teoricamente possibile convertire in energia elettrica non supera il 44%. Il rendimento delle celle fotovoltaiche in silicio, anche nelle prove di laboratorio, è tuttavia molto distante da questo valore.

1.3.1 La cella fotovoltaica

L'atomo di silicio possiede 14 elettroni, quattro dei quali sono elettroni di valenza, che quindi possono partecipare alle interazioni con altri atomi sia di silicio sia di altri elementi. In un cristallo di silicio puro ogni atomo è legato in modo covalente ad altri quattro atomi, quindi due atomi affiancati di un cristallo di silicio puro hanno in comune una coppia di elettroni, uno dei quali appartenente all'atomo considerato e l'altro appartenente all'atomo vicino; esiste quindi una forte relazione tra di essi.

Questo legame elettrostatico può essere spezzato con una quantità di energia

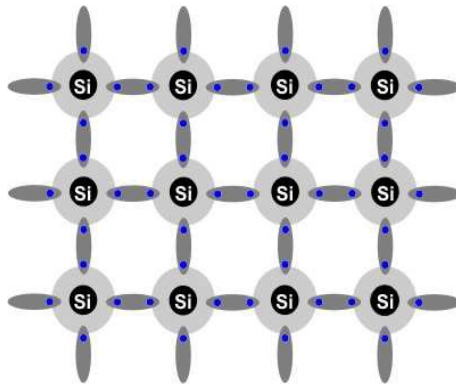


Figura 1.9: Cristallo di silicio

che permetta ad un elettrone di passare ad un livello energetico superiore, cioè dalla banda di valenza alla banda di conduzione, superando la banda proibita; se l'energia fornita è sufficiente, per l'atomo di silicio 1.08 eV ($1\text{eV} = 1.602 * 10^{-19}\text{J}$), l'elettrone è libero di spostarsi, contribuendo così al flusso di elettricità. Quando passa alla banda di conduzione, l'elettrone si lascia dietro una buca, cioè una lacuna dove manca un elettrone. Un elettrone vicino può andare facilmente a riempire la lacuna, scambiandosi così di posto con essa. Per sfruttare l'elettricità è necessario creare un moto coerente di elettroni e di lacune, ovvero una corrente, mediante un campo elettrico interno alla cella. I cristalli di silicio possono essere drogati, ovvero si inseriscono nella struttura cristallina delle impurità; in particolare, degli atomi di silicio vengono sostituiti con atomi del V gruppo della tavola degli elementi detti donatori (in genere fosforo) o con degli atomi del III gruppo (in genere boro) detti accettori. Nello strato drogato con fosforo, che ha cinque elettroni esterni o di valenza contro i quattro del silicio, è presente una carica negativa debolmente legata composta da un elettrone per ogni atomo di fosforo.

Analogamente, nello strato drogato con boro, che ha tre elettroni esterni, si determina una carica positiva in eccesso composta dalle lacune presenti negli atomi di boro quando si legano al silicio.

Il primo strato, a carica negativa, si indica con n, l'altro, a carica positiva, con p. Una cella fotovoltaica è costituita dall'accoppiamento di un semiconduttore di tipo p, con prevalenza di accettori, e uno di tipo n, con prevalenza

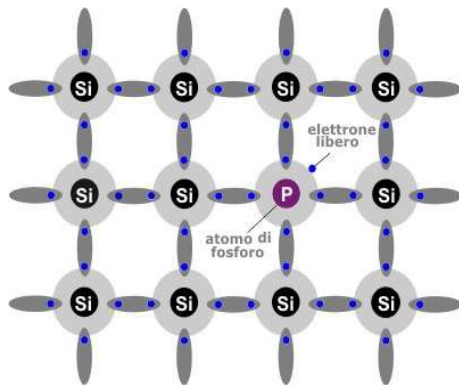


Figura 1.10: Cristallo di silicio drogato con fosforo

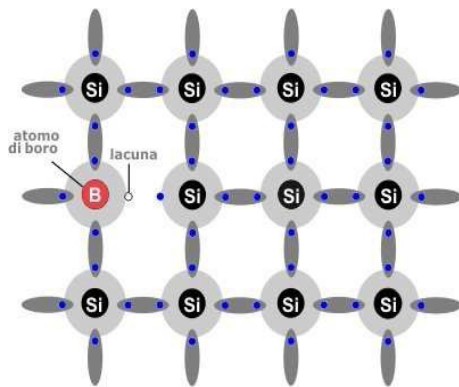


Figura 1.11: Cristallo di silicio drogato con boro

di donatori, formando la giunzione p-n. Attraverso la superficie di contatto dei due semiconduttori alcuni elettroni passano dal materiale di tipo n a quello di tipo p, mentre alcune lacune si spostano in senso contrario. Il materiale di tipo n acquista, di conseguenza, una debole carica positiva, mentre quello di tipo p diventa leggermente negativo.

Attorno alla zona di confine si genera, pertanto, un campo elettrico diretto dal materiale di tipo n a quello di tipo p, a cui è associata una differenza di potenziale V_e . Questo strato impedisce ogni ulteriore diffusione nei due versi dei portatori di carica.

Connettendo il cristallo n al polo positivo di un generatore e il cristallo p a quello negativo, si rafforza il campo elettrico, che si è instaurato in precedenza e che impedisce il passaggio di corrente. Se si invertono invece le connessioni del generatore, la giunzione si assottiglia e la corrente fluisce

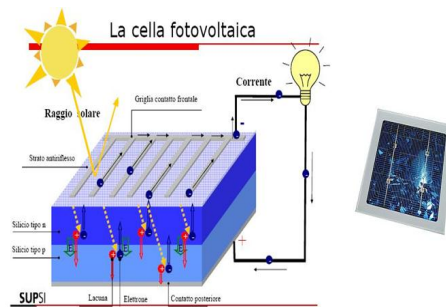


Figura 1.12: Cella fotovoltaica

nel circuito. La giunzione p-n è quindi un dispositivo a senso unico, poiché consente il passaggio della corrente in un solo senso: dal materiale di tipo p a quello di tipo n (diodo a semiconduttore). Quando una cella fotovoltaica assorbe una radiazione luminosa, i fotoni relativi possiedono un'energia $E = h * \nu$, se $h * \nu < P$ (con P lavoro di estrazione degli elettroni dal materiale), essi non potranno essere catturati da elettroni, poiché questi verrebbero portati al livello energetico della banda proibita, ove nessun elettrone può portarsi. Se invece $h * \nu > P$ l'elettrone, che cattura il fotone, viene portato nella banda di conduzione lasciando ionizzato il suo atomo originario di appartenenza. Una volta nella banda di conduzione, l'elettrone dissipa termicamente la quantità di energia $h * \nu - P$ ed è libero di muoversi in tale banda. Si è verificato così un processo di generazione elettrone-lacuna. Se l'assorbimento avviene nella zona di giunzione, l'elettrone viene sospinto, a causa del campo elettrico ivi presente, verso il materiale di tipo n e la lacuna verso il materiale di tipo p. Se l'assorbimento avviene in prossimità della giunzione, ne consegue che la lacuna raggiunge per diffusione la zona di carica spaziale e viene immediatamente portata, dal campo di giunzione, nel materiale p. Se, infine, l'assorbimento avviene lontano dalla zona di giunzione, le cariche si ricombinano dopo un certo tempo. In pratica la zona p diventa meno negativa, perché ha perso degli elettroni e la zona n meno positiva, perché ha perso delle lacune. Connettendo i due terminali del dispositivo con un conduttore elettrico, in presenza di radiazione luminosa, si ha una corrente continua nel filo. È importante che lo spessore dello strato n sia tale da garantire il massimo assorbimento di fotoni incidenti in vicinanza della giunzione.

In pratica la tipica cella fotovoltaica ha uno spessore complessivo tra 0,25 e 0,35 mm ed è costituita da silicio mono o policristallino. Essa, generalmente

di forma quadrata, misura solitamente 125×125 mm e produce, con un irraggiamento di 1 kW/m^2 ad una temperatura di 25°C , una corrente compresa tra i 3 e i 4 A, una tensione di circa 0,5 V e una potenza corrispondente a circa 3 Wp.

1.3.2 Caratteristica elettrica di una cella fotovoltaica

La condizione di lavoro ottimale della cella è rappresentata dal punto della caratteristica di generazione tensione-corrente in corrispondenza del quale il prodotto $V * I$, che esprime la potenza elettrica ottenibile a parità di altre condizioni, risulta massimo ($I_M * V_M$).

Il rapporto tra $I_M * V_M$ e $I_{sc} * V_{oc}$ (prodotto della corrente di cortocircuito e della tensione a vuoto) viene detto fill-factor o fattore di riempimento della cella. Quest'ultimo per le usuali celle al silicio cristallino si aggira intorno a $0,75 \div 0,80$. Il fill-factor è anche un parametro di giudizio sul rendimento della cella; elevati valori di questo parametro sono solitamente indicatori di migliori prestazioni.

La corrente di cortocircuito I_{sc} risulta di poco superiore alla corrente al punto di massima potenza (I_M , ne segue levidente difficoltà nell'uso di un dispositivo elettromeccanico di interruzione automatica della corrente).

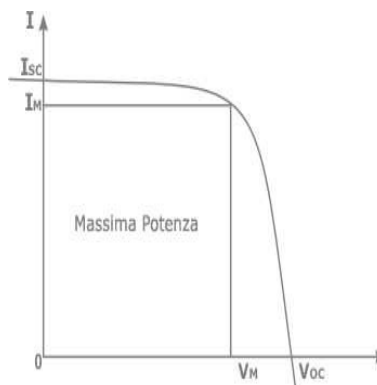


Figura 1.13: Massima potenza

Essendo l'irraggiamento solare che colpisce i moduli fotovoltaici fortemente variabile in funzione della latitudine, della stagione, dell'ora del giorno e delle eventuali ombre, anche il rendimento ne sarà pesantemente influenzato.

Un'altra caratteristica importante è che la quantità di energia prodotta da ciascuna cella fotovoltaica dipende anche dalla sua temperatura. Da queste considerazioni nasce la necessità di individuare istante per istante quel particolare punto sulla caratteristica V-I del generatore fotovoltaico in cui risulti massimo il trasferimento di potenza verso rete.

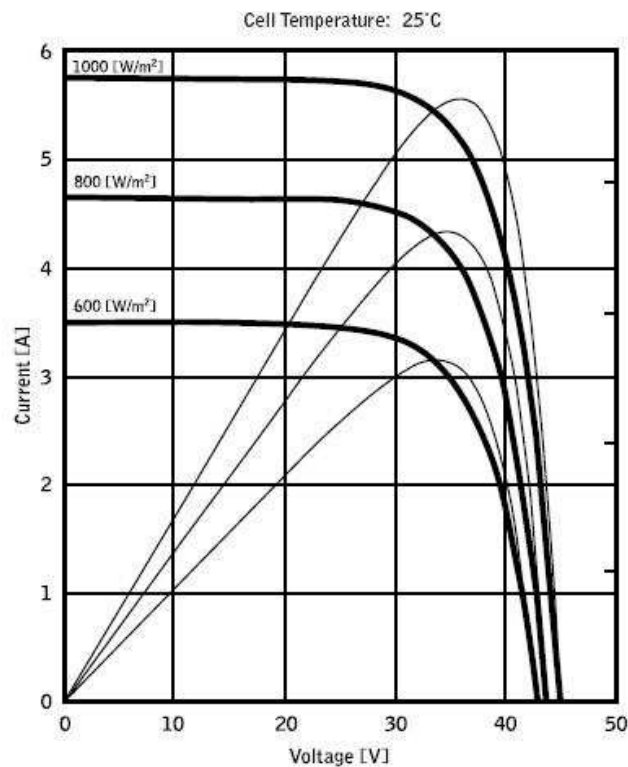


Figura 1.14: Caratteristica V-I

Le tre curve, in grassetto sono corrispondenti a tre valori (1000, 800, 600 W/m²) dell'irraggiamento solare. Su ogni curva caratteristica esiste uno ed un solo punto tale per cui è massimizzato il trasferimento di potenza verso un ipotetico carico alimentato dal modulo fotovoltaico. Il punto di massima potenza corrisponde alla coppia tensione-corrente tale per cui è massimo il prodotto $V * I$, dove V è il valore della tensione ai morsetti del modulo e I è la corrente che circola nel circuito ottenuto chiudendo il modulo su un ipotetico carico. Con riferimento alla figura precedente, il prodotto $V * I$ è rappresentato per i tre valori dell'irraggiamento solare di cui sopra, tramite le tre curve a tratto più sottile. Come si vede, in accordo con quanto detto, tali

curve esibiscono un massimo. Ad es. per 1000 W/m², il punto di massima potenza corrisponde ad un valore di tensione pari a circa 36 V e corrente di circa 5,5 A.

Chiaramente, se si riesce a massimizzare la potenza erogata, si riesce a sfruttare al meglio l'impianto, sia per quello connesso alla rete che per quello isolato. LMPPT è un dispositivo spesso integrato negli inverter che, ad ogni istante, legge i valori di tensione e corrente, ne calcola il prodotto (cioè la potenza in Watt) e, provocando piccole variazioni nei parametri di conversione (duty cycle), è in grado di stabilire per confronto se il modulo fotovoltaico sta lavorando in condizioni di massima potenza oppure no. A seconda del responso agisce ancora sul circuito per portare l'impianto in tale condizione ottimale. Il motivo per cui gli MPPT sono utilizzati è semplice: un impianto fotovoltaico senza MPPT può funzionare comunque, ma a parità di irraggiamento solare fornisce meno potenza elettrica. Quando la cella viene illuminata con fotoni aventi $E = h \cdot \nu > P$, la giunzione diviene una sorgente di coppie elettrone-lacuna provocando la formazione della corrente elettrica I_L .

L'espressione della corrente foto generata è data da: $I_L = C_o * G$

Con:

- C_o : coefficiente di fotoconduttività (m²/V)
- G : radiazione solare che incide sulla cella fotovoltaica (W/m²)

La corrente che passa nella cella nel caso di alimentazione con tensione V è data dall'espressione della corrente che attraversa un diodo in conduzione diretta:

$$I_D = I_o \left(e^{\frac{qV}{NkT}} - 1 \right)$$

dove:

- K : costante di Boltzman (1.3810 - 23J/K)
- T : temperatura (K)
- I_o : costante che dipende dalle caratteristiche dei due semiconduttori
- N : coefficiente compreso tra 1 e 2 (dipende dai fenomeni di generazione e ricombinazione che avvengono nella zona della carica spaziale (per un diodo ideale $N=1$)).

- q: carica elettrone

La quantità $VT = KT/q$ è chiamata potenziale termico.

Lespressione analitica di I_0 è la seguente:(Fig. dove:

$$I_0 = A_0 * T^3 * e^{\frac{-E_g}{KT}}$$

- A_0 : costante dipendente dal semiconduttore adottato.
- E_g : Energy gap (energia di estrazione).

A circuito aperto la tensione ai capi della cella raggiunge un valore V_{oc} massimo, mentre in questa condizione la corrente del dispositivo è nulla. Se la cella è chiusa in corto circuito, si misura una corrente massima denominata I_{CS} con una tensione nulla agli estremi. Quando è presente un carico esterno, la corrente I_{CS} diminuisce di una quantità pari a I_D , di direzione opposta a quella generata dal processo fotovoltaico (dark current) e ciò consegue dal fatto che la cella diventa un diodo a cui viene applicata una tensione.

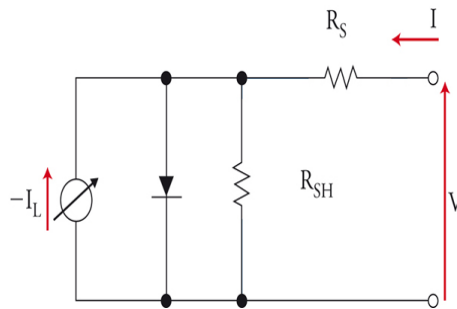


Figura 1.15: Circuito fotovoltaico

La I_{RSH} corrisponde alla corrente di dispersione dovuta alla resistenza di shunt R_{SH} ed ha la seguente espressione: $I_{RSH} = (V + I * R_S)/R_{SH}$

La corrente I è quella che fluisce nel carico ed è quella che, ai fini pratici, ci interessa conoscere.

La R_S è la resistenza parassita della cella e comprende la resistenza dei due strati di materiale che costituiscono la cella e la resistenza ohmica dei contatti stessi.

Lequazione caratteristica della cella illuminata diviene dunque:

$$I = I_L - I_D - I_{RSH} = I_L - I_0 * (e^{\frac{q(V+I*R_S)}{NKT}} - 1) - (V + I * R_S)/R_{SH}$$

Dal grafico della variazione della curva caratteristica in funzione della radiazione incidente si ricavano le seguenti considerazioni:

- La tensione a vuoto V_{oc} è presente con valori prossimi a quello massimo anche a bassissimi valori di radiazione solare; questo significa che l'unico modo per evitare la presenza di tensione ai morsetti di un generatore fotovoltaico consiste nello scurarne totalmente la superficie captante.
- La corrente erogata varia proporzionalmente alla radiazione incidente.

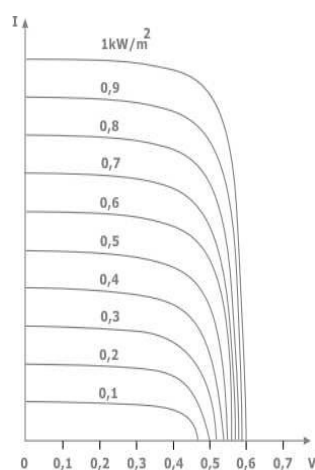


Figura 1.16: Variazione della corrente in base alla radiazione incidente

All'aumentare della temperatura la curva tensione-corrente della cella fotovoltaica si modifica facendo registrare una diminuzione della tensione a vuoto V_{oc} in ragione di circa $4\text{mV}/\text{c}^{\circ}$ e, congiuntamente, un aumento della corrente di cortocircuito I_{sc} pari a circa lo $0,2\%$ / c° . Queste variazioni possono essere prese come riferimento nell'intervallo di temperatura 0 e 60 c° .

Come già visto, i moduli fotovoltaici in silicio cristallino contengono un certo numero di celle, normalmente 36, 64 o 72, elettricamente collegate tra loro così da formare un unico componente.

Nei moduli commerciali le celle fotovoltaiche sono collegate in serie; alcuni costruttori rendono disponibile anche metà serie in modo da rendere più flessibile l'utilizzo di questi tipi di moduli, poiché a metà celle corrisponde anche metà tensione nominale.

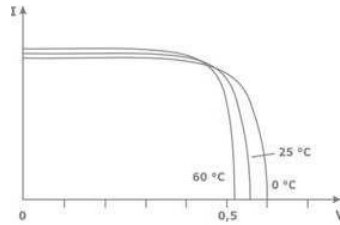


Figura 1.17: Variazione della corrente

Come risultato, i moduli fotovoltaici si configurano esternamente come componenti a due terminali (o quattro se sono previste due sezioni), aventi una curva caratteristica tensione-corrente con andamento analogo a quello delle singole celle che lo compongono ma con valori di tensione proporzionali al numero di componenti in serie.

Considerando il funzionamento elettrico di una serie di celle si nota che, qualora una cella venisse oscurata, quest'ultima cesserebbe di comportarsi da generatore funzionando invece come un diodo polarizzato inversamente; questo comporterebbe il blocco della corrente generata azzerando così l'energia prodotta da tutta la catena, ossia dal modulo.

Nel caso invece una delle celle fosse solo parzialmente oscurata, la corrente che attraversa il modulo risulterebbe pari a quella che tale cella produrrebbe se presa singolarmente. È importante quindi fare in modo che, durante il loro funzionamento, i moduli fotovoltaici vengano ombreggiati il meno possibile, anche solo parzialmente, in quanto ogni singolo modulo si comporta come se tutte le celle che lo compongono ricevessero una quantità di radiazione solare pari a quella che riceve la cella meno esposta, che si tradurrebbe in una riduzione dell'energia prodotta più che proporzionale rispetto alla percentuale di superficie ombreggiata.

È importante osservare che se in una serie costituita da molte celle ne viene ombreggiata una e, nel contempo, i terminali sono mantenuti in corto circuito o ad una tensione molto bassa, si può verificare il fenomeno detto hot-spot.

La cella oscurata si trova, in questo caso, polarizzata inversamente con una tensione uguale o molto vicina alla tensione a vuoto di tutta la serie formata dalle celle rimanenti ed esposta quindi al pericolo di entrare in conduzione inversa.

La cella si troverebbe a dover dissipare la potenza generata dalle rimanenti celle del modulo, provocando un aumento di temperatura localizzato (hot-spot) che può portare, anche con modesti valori di radiazione solare, alla distruzione della cella per sovratemperatura. Per ovviare a questi problemi, molti moduli commerciali hanno montato nella morsettiera della cassetta di terminazione, dei diodi detti di by-pass proprio allo scopo di cortocircuitare e quindi di isolare il singolo modulo in caso di malfunzionamento.

Ad esclusione della semplice ricarica di una batteria da 12 V con un solo modulo, per qualsiasi altra applicazione fotovoltaica è indispensabile collegare moduli in serie e in parallelo così da ottenere rispettivamente la tensione e la corrente totale necessaria. Più moduli vengono così collegati a formare una serie chiamata stringa, al fine di raggiungere la tensione nominale scelta; più stringhe vengono poi collegate tra loro in parallelo fino a raggiungere la corrente e quindi la potenza che si desidera installare.

In serie ad ogni stringa si può notare la presenza di un diodo di blocco, il cui scopo è quello di impedire che, qualora l'erogazione di potenza delle singole stringhe non sia bilanciata, gli squilibri di tensione tra le stesse possano provocare dei ricircoli di corrente verso quelle a tensione minore. Inoltre evitano eventuali ritorni di corrente alle apparecchiature generatrici poste a valle delle stringhe (batteria, rete).

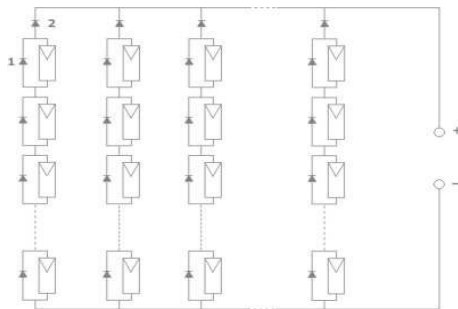


Figura 1.18: Moduli fotovoltaici connessi in serie e in parallelo

Supponendo di usare moduli di uguali caratteristiche elettriche, la tensione nominale di un campo fotovoltaico (insieme di stringhe connesse in parallelo) risulterebbe pari alla somma delle tensioni nominali dei moduli che compongono ogni stringa: cioè $V_n * x_n$, dove n è pari al numero di moduli in serie. In realtà vi è una disuniformità di prestazione tra i moduli (i moduli

fotovoltaici commerciali, anche se della stessa marca e modello, presentano valori di V_n e I_n non uniformi, benché questi risultino distribuiti intorno ai valori medi indicati dalle case costruttrici) dovuta agli effetti della temperatura e all'occorrenza anche la caduta di tensione sul diodo di blocco (0,7 V). Analogamente la corrente di un campo fotovoltaico è data dalla somma delle correnti nominali delle stringhe (uguale a quella di ogni modulo della stringa) che lo compongono: cioè $I_n * x_m$, dove m è pari al numero di stringhe.

1.3.3 Rendimento della cella fotovoltaica

Il regime di funzionamento di una cella è quello in cui esso fornisce un determinato valore di potenza data dal prodotto $P = VI$; questa raggiunge il suo valore massimo nel cosiddetto punto di funzionamento della cella o punto di massima potenza. Quest'ultimo è individuato da un determinato valore di tensione, V e di corrente I . Un parametro caratteristico della cella solare è l'efficienza di conversione η , definita dal rapporto tra la potenza massima, per unità di superficie, fornita dalla cella stessa e l'intensità solare incidente sempre per unità di superficie. Mediamente il valore massimo dell'efficienza di conversione di una cella si trova tra il 20% ed il 25%.

Di tutta l'energia, che investe la cella solare sotto forma di radiazione luminosa, solo una parte viene convertita in energia elettrica disponibile ai suoi morsetti. I motivi di tale modesta efficienza sono molteplici e possono essere raggruppati nelle seguenti categorie:

- Riflessione: non tutti i fotoni che incidono sulla cella penetrano al suo interno, dato che in parte sono riflessi dalla superficie e parte incidono sulla griglia metallica dei contatti.
- Energia sufficiente: per rompere il legame tra elettrone e nucleo è necessaria una ben determinata quantità di energia e non tutti i fotoni incidenti ne possiedono in modo sufficiente. Alcuni fotoni troppo energetici generano, inoltre, coppie elettrone-lacuna, dissipando in calore l'energia eccedente rispetto a quella necessaria a staccare l'elettrone dal nucleo.
- Ricombinazione: non tutte le coppie elettrone-lacuna generate sono raccolte dal campo elettrico di giunzione e inviate al carico esterno,

poiché nel percorso dal punto di generazione verso la giunzione possono incontrare cariche di segno opposto e quindi ricombinarsi.

- Resistenze parassite: le cariche generate e raccolte nella zona di svuotamento devono essere inviate all'esterno. L'operazione di raccolta è compiuta dai contatti metallici, posti sul fronte e sul retro della cella. Anche se durante la fabbricazione viene effettuato un processo di lega tra silicio e alluminio dei contatti, permane una certa resistenza all'interfaccia ed essa provoca una dissipazione che riduce la potenza trasferita al carico. Nel caso di celle al silicio policristallino, l'efficienza è ulteriormente ridotta a causa della resistenza che gli elettroni incontrano ai confini tra un grano e l'altro e, soprattutto, nel caso di celle al silicio amorfo, per la resistenza dovuta all'orientamento casuale dei singoli atomi.
- Resistenza superficiale: si perde il 3% a causa della resistenza superficiale della cella.

Considerando tutte queste cause di dispersione, l'energia elettrica disponibile è pari appena al 18% circa dell'energia solare incidente.

1.3.4 Tipologie di celle fotovoltaiche

Queste celle sono principalmente composte di silicio opportunamente drogato e questa scelta è dovuta al fatto che il silicio è presente in quantità praticamente illimitate. Le tecniche con cui si realizzano i moduli fotovoltaici sono principalmente due :moduli cristallini,moduli a film sottile.

- Moduli cristallini
 - SILICIO MONOCRISTALLINO: Secondo le tecniche più tradizionali, il silicio a cristallo singolo, o monocristallino, è ottenuto da un processo di melting a partire da cristalli di silicio di elevata purezza che, una volta fusi, vengono fatti solidificare a contatto con un seme di cristallo; durante il raffreddamento, il silicio gradualmente si solidifica nella forma di un lingotto cilindrico di monocristallo.
Successivamente, il lingotto viene tagliato con speciali seghe a filo

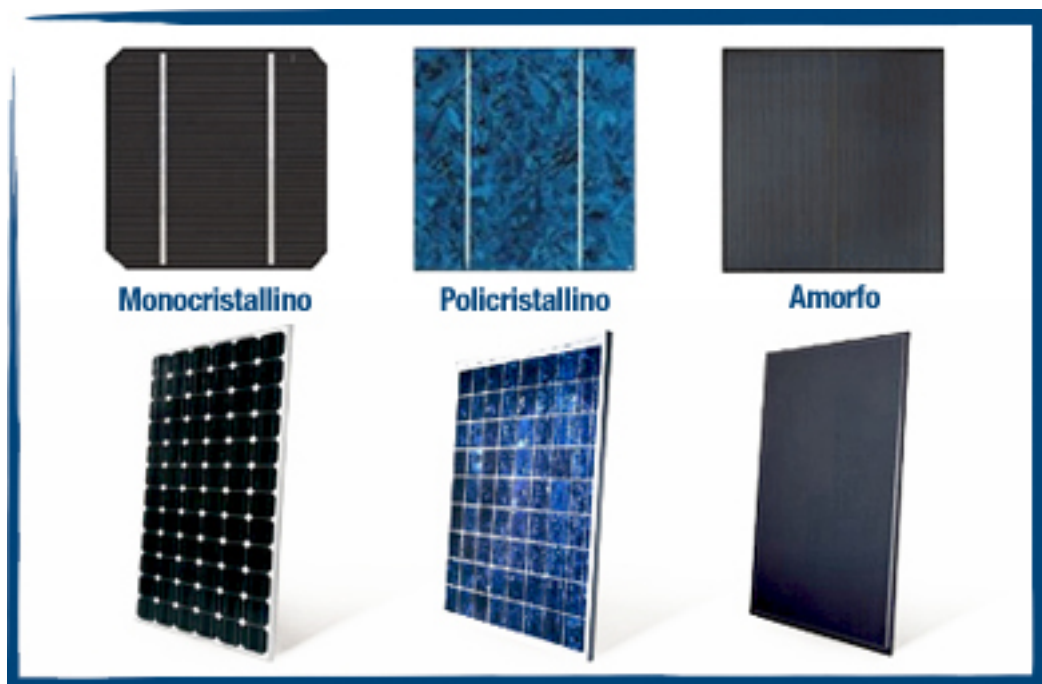


Figura 1.19: Tipologia di celle fotovoltaiche

in fettine (wafers); il ridotto spessore ottenuto consente un buon sfruttamento del lingotto che si paga però con un'estrema fragilità.

- **SILICIO POLICRISTALLINO:** In alternativa al silicio monocristallino, l'industria fotovoltaica utilizza anche il silicio policristallino che ha costi di produzione inferiori e nel quale i cristalli si presentano ancora aggregati tra loro ma con forme e orientamenti differenti. L'affinamento del processo produttivo delle celle di silicio policristallino consente ormai di realizzare delle celle con prestazioni elettriche solo di poco inferiori rispetto a quelle in silicio monocristallino.

Le celle commerciali hanno forma quadrata (eventualmente con i quattro spigoli smussati) con lato di 8×10 cm se di silicio monocristallino o 12×15 cm se di silicio policristallino. La connessione elettrica fra celle fotovoltaiche è ottenuta per mezzo di due contatti metallici, uno sulla faccia esposta e l'altro su quella opposta, normalmente ottenuti per evaporazione sotto vuoto di metalli a bassissima resistenza elettrica ed effettuando successivi trattamenti termici al fine di assicurarne la necessaria aderenza alla

superficie della cella.

Famiglia	Tipo	Vantaggi	Svantaggi	Efficienza
Silicio Cristallino	Silicio Monocristallino, mc-Si	-Il silicio si trova in quantità praticamente illimitata sulla terra. -La sua produzione era già industrializzata per merito dell'elettronica.	Costi elevati dovuti ai seguenti motivi: -La produzione richiede un grande consumo di energia a causa delle elevate temperature che si devono raggiungere. -Il materiale che viene scartato nella fase di taglio dei wafers è circa il 50% di quello iniziale. -I limiti tecnici insiti nell'operazione di taglio dei wafers non consentono di ottenere spessori inferiori a 0.3 mm.	15÷18% Hanno un grado di purezza più elevato rispetto al pc-Si
	Silicio Policristallino, pc-Si	-Si ottengono le più elevate efficienze sul campo.		13÷15%

Figura 1.20: Rendimenti celle cristalline

- Moduli a film sottile:
 - SILICIO AMORFO: Celle fotovoltaiche in silicio amorfo :Il silicio amorfo depositato in film su un supporto opportuno rappresenta una scelta concreta per avere il fotovoltaico a costi bassi rispetto a pannelli che usano altre forme del silicio. I pannelli di questo tipo vengono indicati con la sigla a-Si e hanno costi di molto inferiori rispetto al silicio monocristallino e policristallino. Il rendimento di questi pannelli non è molto elevato e questa è la loro maggiore pecca, per ogni metro quadrato di pannelli solari in silicio amorfo si ottengono tipicamente solo 60 watt di picco. Ci sono diverse tecnologie per costruire le celle in silicio a film sottile, singola giunzione, tripla giunzione, tandem (amorfo e microcristallino), ecc. Il silicio policristallino e quello monocristallino hanno costi superiori ma anche efficienze più elevate. Tipicamente per un metro quadro di pannelli di questo tipo si hanno potenze pari a circa 180 watt di picco. Esistono anche i pannelli fotovoltaici in tellururo di cadmio (CdTe); un metro quadrato del semiconduttore ha tipicamente 105 watt di picco.
 - Le tecnologie a film sottile per la fabbricazione di moduli fotovol-

taici hanno l'indubbio vantaggio di prestarsi a produzioni su larga scala, in cui il pannello rappresenta lo stato finale di processi in linea e non l'assemblaggio di celle di minor dimensioni come nel caso dei moduli basati sui wafer di silicio cristallino. I più elevati tassi di produzione (in termini di metri quadri di moduli nell'unità di tempo), la semplicità del processo di deposizione, insieme alle piccole quantità di materiale attivo necessarie, lasciano prevedere bassi costi di produzione e quindi un futuro di competizione tra il chilowattora fotovoltaico e quello ottenuto da fonti tradizionali. L'immagine che segue mostra una tipica cella fotovoltaica, nella quale è possibile notare le connessioni elettriche, le due strisce bianche, che permetteranno la sua interconnessione con le restanti celle del pannello.

Famiglia	Tipo	Vantaggi	Svantaggi	Efficienza
Film Sottile	Silicio Amorfo, a-Si	Costi di produzione inferiori alle cristalline per i seguenti motivi:	Bassa efficienza nominale aggravata dall'effetto Staebler-Wronski che la abbassa ulteriormente nei primi 6÷12 mesi di funzionamento .	05÷08% A regime
	Diseleniuro di Rame e Indio, CIS Diseleniuro di Rame Indio Gallio, CIGS	-Temperatura di processo compresa tra i 200°C e i 500°C con conseguente risparmio di energia. -Risparmio di materiale fotosensibile a causa degli scarti molto bassi e del piccolo spessore 1÷3 µm.	-Bassa efficienza -Tossicità del selenio. -Sono sensibili al caldo e all'umidità per cui è necessario che siano ben sigillate.	7,5÷9,5%
	Telluriuro di Cadmio, CdTe		-Bassa efficienza -Tossicità del cadmio allo stato gassoso.	06÷09%

Figura 1.21: Rendimenti celle a film sottile

	Silicio amorfo	Silicio mono/policristallino	Tellururo di cadmio
Watt di picco / m ²	60	180	105
Costo al produttore (\$/Wp)	1.50	2.25-2.50 (*)	0.93

(*) prezzo di vendita del produttore

Figura 1.22: Tabella dei costi delle celle fotovoltaiche

Oltre ai pannelli fotovoltaiche classiche ne esistono anche di altri tipi come: PANNELLI COLORATI, BIFACCIALI, CILINDRICI, ETC.

- **PANNELLI FOTOVOLTAICI COLORATI:** Oltre alle celle fotovoltaiche tradizionali di colore blu scuro, da qualche anno esistono in commercio celle solari - e, naturalmente, pannelli solari realizzati con esse - anche di altri colori: verde, viola, rosso scuro, grigio, marrone, etc. I pannelli di vetro semitrasparenti colorati sono molto adatti all'impiego integrato negli edifici, con cui si possono coordinare nel colore aumentando il valore estetico degli stessi: ad es. in facciate, balconi, vetrate, lucernari, etc. Il fatto che le celle siano colorate non pregiudica minimamente la loro efficienza di conversione della luce in energia elettrica, che in genere si aggira intorno al 15-17%, a seconda dei modelli. Le celle sono disponibili in silicio monocristallino, che corrisponde a celle di aspetto monocromatico, o in silicio policristallino, che ha un effetto estetico molto gradevole per la texture irregolare. I clienti possono scegliere fra un'ampia gamma di colori oppure - come spesso succede in questo settore - richiedere materiali dal colore e dal design personalizzato.

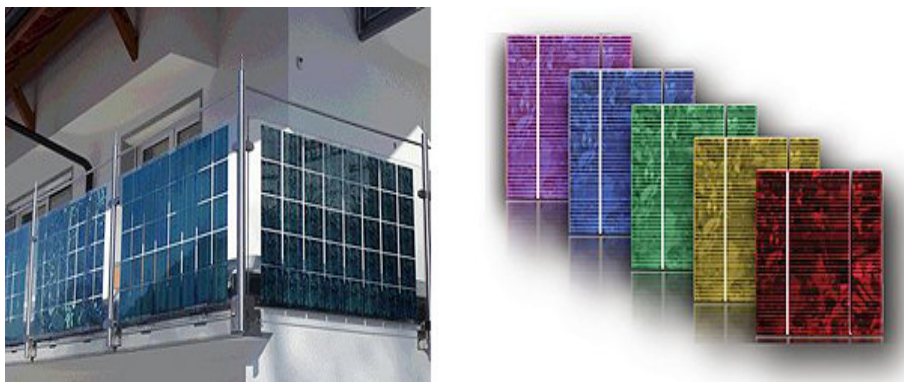


Figura 1.23: Pannelli fotovoltaici colorati

- **I PANNELLI BIFACCIALI:** I pannelli fotovoltaici bifacciali sono pannelli solari monocristallini, emersi di recente sul mercato, che possono ricevere e produrre energia non solo dal lato frontale, ma anche da quello retrostante, che dunque è trasparente. Quindi, sono in grado di generare elettricità pure dalla luce ambientale proveniente da dietro al pannello, cioè che è passata attraverso di esso o comunque è riflessa dalle superfici circostanti, producendo di conseguenza più energia rispetto ai pannelli monofacciali tradizionali. Per massimizzare l'effi-

cacia di questi originali pannelli, conviene indirizzare la luce sul retro degli stessi con degli opportuni specchi piani e montare il tutto su una struttura con inseguimento monoassiale ad asse polare. In tal modo, l'energia prodotta in più rispetto ai pannelli monofacciali può arrivare fino al 20% od oltre, a seconda del tipo di struttura utilizzato e del quantitativo di luce indirizzato sul retro del pannello bifacciale. In alternativa, possono essere messi su un tetto dipinto di bianco o su un patio.



Figura 1.24: Pannelli fotovoltaici bifacciali

- **PANNELLI FOTOVOLTAICI CILINDRICI:** I pannelli fotovoltaici cilindrici sono il frutto di una tecnologia proprietaria ad alta efficienza e con bassissimi costi di installazione utilizzata finora soprattutto negli edifici commerciali, non in quelli residenziali (ma solo per ragioni estetiche). Si tratta di "pannelli solari" di forma tubolare - ricordano molto i classici tubi al neon - ricoperti di celle fotovoltaiche a film sottile (con un'efficienza del 14%) rivestite da uno strato vetroso. Tale design, oltre a non subire gli effetti del forte vento e dell'accumulo di sporcizia che affliggono i pannelli piani, cattura molta luce, un po' come i tubi dei sistemi solari termici: l'angolo di 360° lungo cui è distribuita la superficie fotosensibile, infatti, permette di raccogliere luce diretta, diffusa e riflessa da ogni direzione, come se il pannello avesse un "auto-inseguimento" che gli permette alla fine di raccogliere circa il 20% di radiazione solare in più rispetto a un pannello fisso piano tradizionale. Per sfruttare l'effetto di riflessione, il tetto deve essere dipinto di colore bianco.



Figura 1.25: Pannelli fotovoltaici cilindrici

1.3.5 Tipi di impianto

La potenza di un impianto (potenza installata) è data da quella di ciascun modulo moltiplicato il numero di moduli, e si misura in kWp (kW di picco). A secondo del tipo di pannelli utilizzati per costruire un impianto fotovoltaico, si seguono alcune regole prestabilite di installazione tenendo conto della posizione strategica che consenta il corretto funzionamento delle tecnologie relative all'irraggiamento solare. Poiché il sole si muove apparentemente da Est a Ovest durante il giorno ed ha uno zenit che varia nel corso dell'anno, l'irraggiamento solare incidente su ciascun modulo varia nel corso del giorno e dell'anno, e di pari passo varia la potenza elettrica da esso erogata; perciò questa si avvicinerà al valore di picco, che è quello massimo garantito dal costruttore per un modulo, solo a mezzogiorno di alcune giornate fresche d'estate. Considerando moduli fotovoltaici classici, si avrà la massima captazione di irraggiamento solare se questi sono disposti:

- Con orientamento verso Sud.
- Con inclinazione, alle nostre latitudini, di 30°.

Sono accettate variazioni contenute, per es. fino a 35° Sud-Est o Sud-Ovest e 15-20° di inclinazione.

Un'alternativa, normalmente per gli impianti di grossa taglia, è di avere dei sistemi a inseguimento del sole, con dei supporti motorizzati che ruotano continuamente i pannelli per orientarli verso il sole.

Se, invece, si sceglie di utilizzare moduli fotovoltaici cilindrici che non necessitano una installazione inclinata, l'installazione diviene più semplice e sempre possibile.

Ogni singola cella fotovoltaica è di piccole dimensioni e produce tipicamente una potenza, tra 1 e 3 watt e 0,5 Volt, alle condizioni di test standard. Per ottenere un voltaggio maggiore è necessario collegare diverse celle in serie tra di loro per formare delle unità più grandi chiamate moduli. I moduli, a loro volta, possono essere collegati tra loro per formare dei pannelli.

I vantaggi di un impianto fotovoltaico, rispetto ad altri sistemi di generazione di energia elettrica, sono:

- Diminuzione della quota di energia nazionale prodotta nelle centrali a combustibile fossile (carbone, nafta da petrolio, gas metano), con conseguente diminuzione di emissione di CO₂, gas responsabile dell'effetto serra.
- Diminuzione della dipendenza dall'estero per l'approvvigionamento di questi combustibili.
- Estrema affidabilità per l'assenza di parti in movimento.
- Minimo costo di manutenzione.

Gli svantaggi consistono:

- Nella variabilità della fonte energetica, che è il sole.

Sistemi Stand-Alone e Grid-Connected

Le configurazioni tipiche che possono essere realizzate con il fotovoltaico sono:

- Sistemi autonomi isolati dalla rete (stand-alone o off-grid).
I sistemi autonomi sono impianti completamente indipendenti dalla rete elettrica che si affidano esclusivamente all'energia solare per assolvere la richiesta di energia di qualsiasi portata e grandezza. Sono realizzati particolarmente in zone remote dove potrebbe risultare difficile collegarsi alla rete o dove l'allacciamento ad essa risulterebbe troppo costoso. I principali componenti di un impianto fotovoltaico a isola generalmente sono:
 - CAMPO FOTOVOLTAICO: è l'insieme dei moduli fotovoltaici dedicati alla trasformazione dell'energia solare in energia elettrica;

- **REGOLATORE DI CARICA:** è un sistema che serve a gestire e a stabilizzare l'energia prodotta. Normalmente l'energia elettrica che arriva dai moduli fotovoltaici ha una tensione stabilizzata di 12 o 24 Volts. Il regolatore di carica deve: visionare il funzionamento dell'impianto, proteggere le batterie di accumulo da un eccesso di carica, gestire il flusso di energia dai moduli verso le batterie, e quello di scarica, dalle batterie verso lutenza o addirittura dalle batterie verso il pannello (ore notturne). Grazie al regolatore di carica, le batterie di accumulo danno il massimo delle prestazioni e hanno una maggiore durata
- **BATTERIA DI ACCUMULO:** è il sistema chimico dedicato ad accumulare l'energia elettrica prodotta dai moduli fotovoltaici, per consentirne un uso differito nel tempo. Il dimensionamento degli accumulatori costituisce un punto critico della progettazione, condizionando la resa, l'affidabilità e la vita utile dell'impianto. La capacità energetica degli accumulatori deve garantire un certo numero di giorni di autonomia.
- **INVERTER:** è il sistema di conversione della corrente continua in corrente alternata. Questo dispositivo è utilizzato nei casi dove lutenza ha necessità di corrente alternata. La corrente in uscita dall'inverter ha normalmente una tensione standard pari a 110 o 220 volt per consentire l'alimentazione dei dispositivi elettronici di destinazione.
- **UTENZA:** dispositivi alimentati dall'impianto fotovoltaico.

L'elettricità generata dai sistemi autonomi semplici può essere usata in vari modi ad esempio in sistemi in corrente continua (DC) senza accumulatori; in questo caso l'energia prodotta dai moduli viene direttamente utilizzata dal carico.

Un'altra possibilità è di essere installati con batterie al fine di poter accumulare l'energia prodotta dai moduli ed avere un sistema completamente funzionante anche nelle ore notturne o in periodi di cattivo tempo. Con questo sistema si possono illuminare strade e case, far funzionare ventilatori e molte altri vari apparecchi in corrente continua già presenti in commercio. Nel caso di utilizzo di apparecchiature in corrente alternata (AC) bisognerà aggiungere al sistema un inverter, che, posto tra le batterie ed il carico,

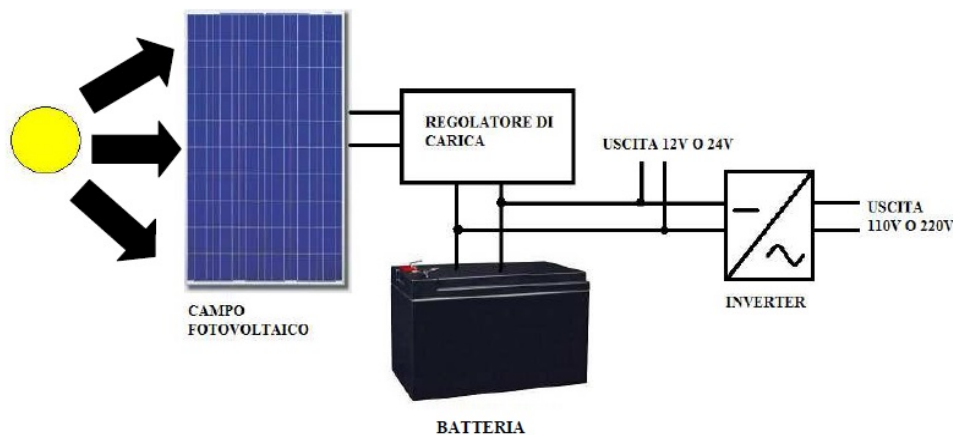


Figura 1.26: Rappresentazione di un impianto ad isola

trasforma la tensione da continua in alternata consumando solo una piccola parte di corrente per il suo funzionamento. I sistemi stand-alone con batterie funzionano collegando i moduli fotovoltaici alla batteria e la batteria al carico attraverso un regolatore di carica, che permette un controllo dell'intero impianto mantenendo sempre efficiente la carica stessa degli accumulatori. I moduli fotovoltaici caricano la batteria durante il giorno che poi alimenta il carico in base al fabbisogno. Principali vantaggi dei sistemi autonomi:

- L'energia è prodotta dove e quando è necessaria e come back-up durante la notte o nei giorni di cattivo tempo.
- Sono facili da trasportare, installare ed utilizzare
- Tutti i moduli fotovoltaici richiedono soltanto un controllo e una pulizia occasionale
- Sono silenziosi e non inquinano.

Sistemi connessi alla rete elettrica (grid-connected).

I sistemi grid-connected sono impianti fotovoltaici collegati direttamente alla comune rete elettrica attraverso un particolare inverter appositamente studiato per queste connessioni.

I componenti di un impianto fotovoltaico grid-connected sono i seguenti:

- CAMPO FOTOVOLTAICO
- INVERTER

- SISTEMA ELETTRICO: è lo stesso impianto elettrico dell'edificio, composto da cavi, quadro elettrico e sistema di controllo. Deve essere adeguato alla potenza e alle condizioni ambientali esterne.

Gli impianti connessi in rete si possono dividere in tre fasce principali:

- Piccoli impianti: fino a 20 kWp.
Possono essere collegati in bassa tensione quindi con bassi costi, possono usufruire della vantaggiosa formula dello scambio sul posto o net metering e usufruiscono di incentivi maggiori. L'utenza tipo è quella domestica o piccole aziende.
- Impianti medi: da 20 a 50 kWp.
Possono essere collegati ancora in bassa tensione e normalmente hanno un iter autorizzativo ancora semplice.
- Grandi impianti o centrali: oltre 50 kWp.
È richiesto il collegamento in media tensione (normalmente 20 kV) con maggiori costi di connessione alla rete e per il trasformatore da bassa a media tensione se non già presente; l'iter autorizzativo è più complesso in quasi tutte le Regioni.

Per ovviare alla variabilità dell'energia solare rispetto all'energia che serve, si ricorre alla stessa rete elettrica come sistema di accumulo dell'energia; infatti, la connessione dell'impianto alla rete permette che nei momenti di carenza o assenza di energia solare (per esempio la sera) l'energia elettrica venga dalla rete, e viceversa nei momenti di esubero (per es. il week-end per un'utenza di uffici) l'energia prodotta sia immessa in rete.

L'inverter, denominato anche gruppo di conversione, consente di trasformare l'energia elettrica prodotta, sotto forma di corrente continua, in corrente alternata pronta per essere immessa direttamente nella rete elettrica. Esso deve essere idoneo a supportare il trasferimento della corrente prodotta dall'impianto (dal generatore fotovoltaico alla rete di distribuzione), rispettando quindi sia i requisiti tecnico-normativi sia quelli di sicurezza.

I valori della tensione e della frequenza in uscita dall'inverter devono essere compatibili con quelli della rete del distributore, mentre i valori della corrente in ingresso e della tensione devono essere compatibili con quelli del campo fotovoltaico. La scelta del modello di inverter e della taglia deve essere effettuata in base alla potenza nominale fotovoltaica ad esso collegata.

Essendo il componente più delicato dell'intero impianto fotovoltaico, particolare attenzione deve essere inoltre riposta all'ambiente in cui viene installato, scegliendo quindi il grado di protezione più adatto. Il loro funzionamento è molto semplice: il sistema produce nelle ore diurne la quantità di energia in base alla richiesta dell'utente (non ci sono limiti di potenza per le installazioni, ma generalmente gli impianti per abitazioni possono partire dal minimo di 1KWp fino al 3-5 KWp e per attività commerciali 20-30 KWp fino a 100 KWp). Questa energia è però disponibile solo nelle ore diurne. Nel caso la produzione del campo fotovoltaico non venga utilizzata completamente, l'elettricità fornita dai moduli viene immessa nella rete elettrica e rivenduta alla società fornitrice. Al contrario se l'elettricità fornita dai moduli non è sufficiente in momenti di maggiore utilizzo, la differenza viene automaticamente fornita dalla rete. In questo modo i sistemi connessi alla rete riducono il consumo di elettricità della rete e permettono quindi di avere un rimborso direttamente dalla società fornitrice nella bolletta.

Quando l'energia elettrica richiesta è superiore a quella che l'impianto fotovoltaico è in grado di fornire, l'utenza la preleva dalla rete.

D'altra parte quando l'energia elettrica richiesta è inferiore a quella disponibile, e quindi si verificano degli esuberi, la parte in eccesso prodotta dall'impianto fotovoltaico viene immessa in rete.

Sistemi ibridi.

I sistemi ibridi consistono in una combinazione di moduli fotovoltaici con altre fonti di energia elettrica (ad esempio generatori eolici, generatori idroelettrici, ecc.) per caricare batterie e soddisfare il fabbisogno energetico, considerando le caratteristiche e altri dettagli del luogo di installazione. I sistemi ibridi, che non sono collegati alla rete elettrica principale, sono sistemi autonomi e funzionano in modo indipendente ed affidabile. Le migliori applicazioni per questi sistemi sono in aree remote, come ad esempio, villaggi rurali, stazioni di telecomunicazioni, ecc.

Capitolo 2

Gli accumulatori

2.1 Introduzione agli accumulatori

Il campo delle energie rinnovabili è molto vasto e non si limita alla ricerca di fonti energetiche alternative: è molto importante l'efficienza degli usi energetici. Si tratta, quindi, di poter costruire degli impianti in grado di convertire l'energia fornita nel modo migliore possibile, capaci di essere integrati assieme alla rete energetica già presente. Inoltre bisogna tener conto che le fonti rinnovabili non producono energia in maniera regolare e, pertanto, possono essere sfruttate solo in determinate condizioni; ad esempio, l'energia solare non è sfruttabile durante la notte e comunque durante il giorno l'efficienza energetica è variabile in base alle diverse condizioni climatiche che possono presentarsi. Dunque, una problematica che si accosta all'energia sostenibile è quella dell'immagazzinamento dell'energia, per renderla disponibile quando se ne fa richiesta.

In figura 2.1 è possibile vedere un semplice esempio che mostra la differenza di bilancio energetico tra potenza generata ed energia richiesta di un sistema con e senza accumulatori di carica, dove la carica elettrica immagazzinata viene successivamente impiegata in un momento di picco di domanda.

Lo studio e la ricerca sugli accumulatori è molto attuale ed in costante crescita, proprio per le numerose applicazioni in campo energetico che ne possono derivare, a partire dal normale accumulo da fonti rinnovabili fino ad essere parte integrante delle odierne Smart Grid, cioè reti di informazione e di distribuzione elettrica gestite in modo intelligente.

Bisogna inoltre ricordare che gli accumulatori hanno un'infinità di applicazioni oltre quella relativa allo stoccaggio dell'energia elettrica, in base alla

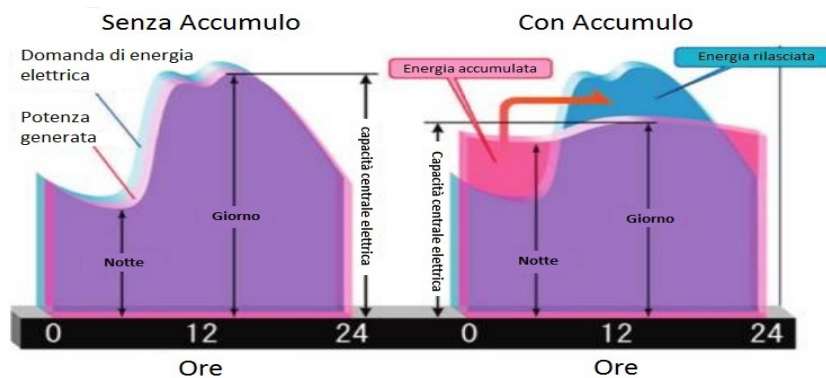


Figura 2.1: Schema di bilancio tra generazione e domanda di energia in un tipico caso di LOAD SHIFTING

tecnologia con la quale sono progettati: ad esempio, possono alimentare impianti elettrici di veicoli, apparecchi elettronici in generale (sia elettrodomestici sia di elettronica moderna come computer portatili, cellulari, ecc.), apparecchi microelettronici, apparecchiature mediche, apparati industriali. Gli accumulatori al piombo - acido sono particolarmente indicati per le applicazioni di stoccaggio di energia, in particolare quelli con tecnologia VRLA (Valve - Regolaterd Lead Acid).

Le batterie si possono classificare in due grandi categorie: primarie e secondarie. Le primarie sono quelle che non possono essere ricaricate dopo il loro utilizzo e vengono chiamate comunemente pile o celle galvaniche. Sono dispositivi che trasformano in energia elettrica la variazione di energia libera che accompagna una reazione spontanea di ossidoriduzione (nel caso delle pile chimiche). La prima pila fu inventata nel 1799 da Alessandro Volta. Le batterie secondarie, o accumulatori di carica elettrica, sono delle celle elettrochimiche reversibili, cioè sono in grado di trasformare l'energia chimica in elettrica durante il processo di scarica, funzionando come pile, e l'energia elettrica in energia chimica durante il processo di carica, funzionando così come celle elettrolitiche. Quindi la carica di queste batterie può essere completamente ristabilita attraverso l'applicazione di un'adeguata energia elettrica. Il processo chimico di ossidoriduzione all'interno della batteria consiste nello scambio di elettroni da una sostanza che si ossida (che cede elettroni) ad una che si riduce (che acquista elettroni). Per capire meglio il meccanismo di ossidoriduzione, si può osservare il funzionamento della pila

Daniell, elaborata nel 1836 da John Frederic Daniell dopo aver migliorato prestazioni e sicurezza della pila di Volta. La pila è costituita da due compartimenti, uno formato da una barra di zinco immersa in una soluzione di solfato di zinco, l'altro da una barretta di rame immersa in una soluzione di solfato di rame. I due semielementi sono separati opportunamente con un setto poroso oppure con un ponte salino che hanno la funzione di impedire il mescolamento delle soluzioni, assicurando la continuità del circuito elettrico. Il risultato è che gli elettroni migrano in maniera ordinata dal luogo dove ha sede l'ossidazione verso quello in cui si ha la riduzione attraverso un conduttore metallico esterno, generando così una corrente elettrica.

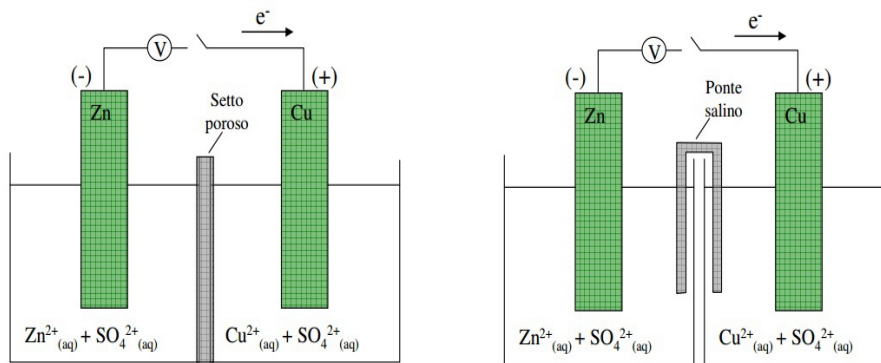


Figura 2.2: Pila Daniell

A circuito aperto, l'elettrodo di zinco risulta carico più negativamente rispetto a quello di rame, quindi l'elettrodo di zinco viene considerato convenzionalmente negativo (anodo) e quello di rame positivo (catodo). Alla chiusura del circuito l'eccesso di elettroni sull'elettrodo di zinco passa all'elettrodo di rame, fino a quando la pila si scarica. A questo punto non è possibile continuare a ottenere energia elettrica da quella chimica, quindi, una volta esaurita la batteria, questa non può più essere utilizzata.

Le pile costruite con altri materiali funzionano analogamente alla pila Daniell sempre attraverso il processo di ossidoriduzione. Esistono diverse tipologie di moderne batterie primarie commerciali, di seguito è riportato un breve elenco:

- pila zinco - carbone;
- batterie alcaline;
- batterie zinco-aria;

- batterie ad argento;
- batterie al mercurio;
- batterie al litio;
- pila Weston.

Gli accumulatori di seconda specie, come accennato precedentemente, si comportano chimicamente come le pile durante il processo di scarica, attraverso il fenomeno di ossidoriduzione, ma anche come celle elettrolitiche durante la carica. La cella elettrolitica è il dispositivo in cui viene realizzato il processo elettrolitico: essa è costituita da un recipiente in cui è contenuto un elettrolita nel quale vengono immersi due elettrodi di prima specie (metalli, leghe metalliche e grafite, in cui è valida la legge di Ohm per qualunque valore di differenza di potenziale applicata) collegati ad un generatore esterno di corrente continua. In questo caso è l'elettrodo positivo a chiamarsi anodo, in quanto avviene una semireazione di ossidazione, e quello negativo catodo, dove avviene la semireazione di riduzione. L'elettricità che si forma in un conduttore elettrolitico è quindi dovuta ad un duplice flusso in direzioni opposte: gli ioni positivi (cationi) verso il catodo e gli ioni negativi (anioni) verso l'anodo. Il processo è quindi accompagnato da un trasporto di materia. Esistono diverse tipologie di accumulatori di carica elettrica, che si suddividono in base ai materiali di cui sono composti e all'impiego. Di seguito sono riportati i principali accumulatori che si trovano in commercio:

- piombo - acido;
- nichel - cadmio;
- nichel - metallo idruro;
- ferro - nichel;
- zinco - argento;
- cadmio - argento;
- ioni di litio;
- nichel - idrogeno;
- sodio - zolfo;

- sodio - cloruri metallici.

Oltre a questi, esistono altri accumulatori speciali per usi industriali o sperimentali, tra i quali possiamo citare le batterie Vanadio Redox e PSP (Poli - Solfuro Bromuro) per l'immagazzinamento di energia su larga scala, le ZEBRA (Zero Emission Battery Research Activities) per applicazioni UPS (Uninterruptible Power Supply) e peak shaving, e i Supercondensatori, che riescono ad accumulare quantità di carica eccezionali, con valori di capacità anche oltre i 10 F.

Succeivamente si mettono a confronto, in due grafici, i tempi di scarica e le potenze nominali di diversi tipi di accumulatori per applicazioni terrestri e la relazione potenza specifica, energia specifica e tempo di scarica, sempre di accumulatori di diverse tecnologie.

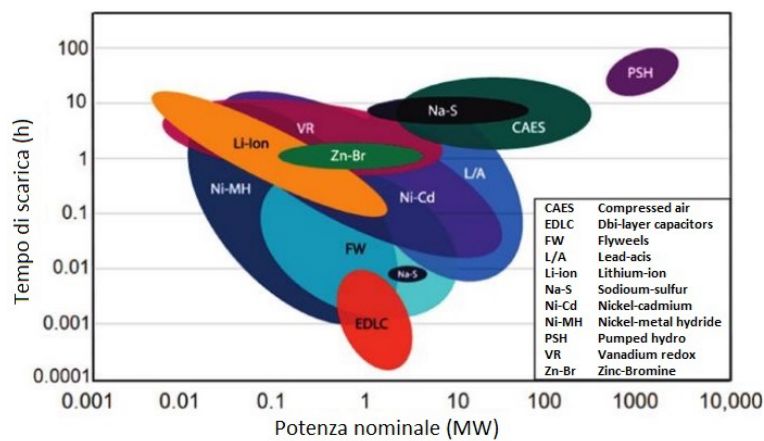


Figura 2.3: Potenza e tempi di scarica

Si può notare che le batterie al piombo presentano un esteso range di tempo di scarica, si pongono ad un livello intermedio per quanto riguarda la quantità di energia che possono accumulare rispetto alle batterie con altre tecnologie, e che sono delle batterie molto compatte. Sono inoltre tra le batterie più economiche in commercio.

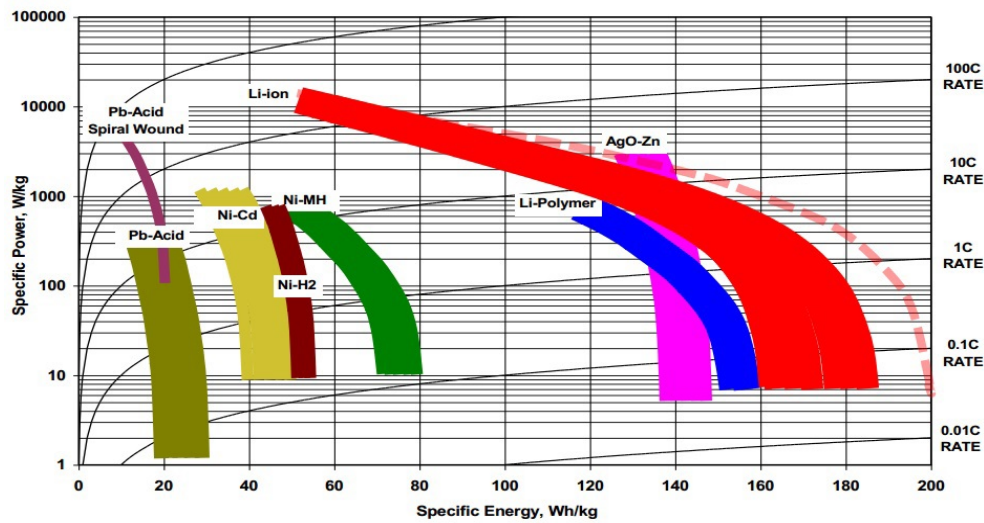


Figura 2.4: Potenza ed energia specifica in relazione al C_{rate}

2.2 Parametri operativi degli accumulatori di carica elettrica

Esistono diversi elementi di valutazione e confronto tra batterie, qui di seguito vengono riportati i più importanti:

- **Capacità**

Definisce l'energia stoccabile dell'accumulatore, cioè la quantità di carica elettrica immagazzinata. Questa viene espressa in [Ah] e, se moltiplicata per la tensione nominale, si ottengono i [Wh]. Gli Ah possono essere erogati fino alla tensione di cut-off (all'incirca $2/3$ della tensione a piena carica). Solitamente si definisce la Capacità Nominale come la capacità relativa ad un intervallo di tempo di scarica fissato, grazie alla quale è possibile confrontare batterie di dimensioni differenti. L'indice C indica l'intensità di corrente che la batteria deve erogare per potersi scaricare in 1 ora, dunque gli indici C5 e C10 indicano rispettivamente le 5 e le 10 ore. Inoltre, si può definire Capacità Specifica la capacità dell'accumulatore per unità di massa [Ah/kg].

- **Densità di energia ed energia specifica**

La densità di energia indica l'energia che può essere erogata per unità di volume [Wh/m³], mentre l'energia specifica è l'energia che può essere erogata per unità di massa [Wh/kg].

- **Densità di potenza e potenza specifica**

La densità di potenza indica la potenza che può essere erogata per unità di volume [W/m³], mentre la potenza specifica è la potenza che può essere erogata per unità di massa [W/kg].

- **Stato di carica (State of Charge - SoC)**

È la percentuale di carica residua nella batteria. Si può calcolare come:

$$SoC = \frac{Ah \text{ rimanenti}}{Ah \text{ nominali}}$$

Analogamente si può definire la Profondità di Scarica (Depth of Discharge - DoD) come la percentuale di carica prelevata dalla batteria. Si può calcolare come:

$$DoD = \frac{Ah \text{ assorbiti}}{Ah \text{ nominali}} = \frac{Ah \text{ nominali} - Ah \text{ rimanenti}}{Ah \text{ nominali}} = 1 - SoC$$

In generale è sempre valida $DoD + SoC = 100\%$

- **Stato di salute (State of Health - SoH)**

Indica lo stato di salute della batteria. È definito come:

$$SoH = \frac{C_{attuale}}{C_{nominale}}$$

Indica quanta capacità la batteria è ancora in grado di erogare rispetto a quando è stata prodotta; è un indice di usura.

- **Autoscarica**

Se l'accumulatore rimane inutilizzato per lungo tempo, esso subisce una graduale riduzione della carica. Ciò è dovuto a diversi fattori, come fenomeni chimici interni alla batteria, effetti di corrosione e impurezze tra elettrodo e elettrolita, difetti di isolamento tra anodo e catodo e ricariche troppo veloci. La velocità di autoscarica dipende molto dalla temperatura esterna.

- **Modello standard**

In figura è mostrato lo schema equivalente interno di una batteria, attraverso il quale si può trovare l'impedenza interna. Di seguito è riportato il significato delle sigle dei componenti del modello:

- Ra: la resistenza degli elettroliti e dei setti porosi (o dei ponti salini);

- Rm: la resistenza degli elettrodi e delle parti metalliche interne;
- Cb: la capacità formata dagli elettrodi;
- Ri: la resistenza tra elettrolita ed elettrodi.

- **Rendimenti**

I rendimenti di una batteria sono espressi dal rapporto dei valori di corrente, tensione o energia tra una carica e una scarica consecutive sotto determinate condizioni specificate, ad esempio stato di carica iniziale e finale, correnti utilizzate e temperatura. Il rendimento in corrente si può esprimere come:

$$\eta_i = \frac{\int_0^{t_s} I_{scarica}(t) dt}{\int_0^{t_c} I_{carica}(t) dt}$$

che nel caso di carica e scarica a corrente costante diventa:

$$\eta_i = \frac{I_s t_s}{I_c t_c}$$

Il rendimento di tensione invece è il rapporto tra la tensione media in scarica e quella media in carica:

$$\eta_v = \frac{V_{M-scarica}}{V_{M-carica}}$$

Infine, il rendimento energetico si ottiene con la formula:

$$\eta_e = \frac{\int_0^{t_s} I_{scarica}(t) V_{scarica}(t) dt}{\int_0^{t_c} I_{carica}(t) V_{carica}(t) dt}$$

- **Vita utile**

Il parametro indica il numero di cicli di carica/scarica che la batteria può compiere prima che la sua capacità effettiva sia ridotta dell'80% rispetto alla sua capacità nominale. In figura c'è un esempio della durata di vita di una batteria FIAMM-GS in base alle tipologie di scariche utilizzate.

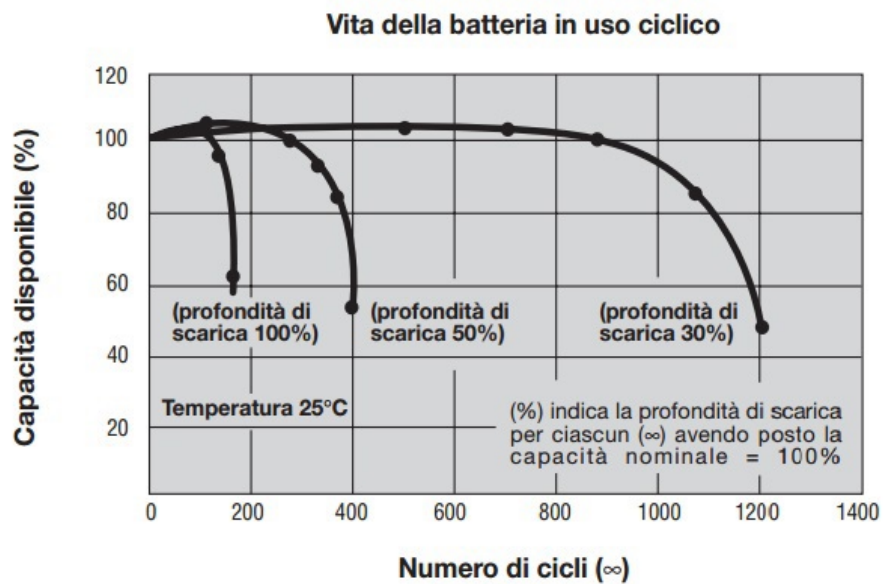


Figura 2.5: Durata di vita(numero di cicli di carica/scarica)di una batteria FIAMM-GS

2.3 Analisi della batteria al piombo - acido

La batteria al piombo - acido (o accumulatore al piombo - acido) è la prima batteria secondaria (cioè ricaricabile) ideata. Da quando fu inventata nel 1859 dal fisico francese Raymond Gaston Planté, è stata continuamente sviluppata per oltre 150 anni ed è attualmente utilizzata in numerosi ambiti, ad esempio lo stoccaggio di energia, l'accumulo di energia d'emergenza, l'impianto di illuminazione di veicoli elettrici e ibridi (batteria da trazione), l'avviamento del motore di quest'ultimi e le telecomunicazioni. Le batterie piombo - acido sono le batterie secondarie più vendute al mondo, rappresentando circa il 70% delle vendite. Comportano oggi un mercato di circa 60,3 miliardi di dollari e si stima che crescerà fino a 103,8 miliardi di dollari nel 2020. In tabella sono riportate le tappe più importanti dello sviluppo della batteria piombo - acido fino ai giorni nostri.

Anno	Inventore	Sviluppo della batteria piombo - acido
1859	Planté	Prima batteria al piombo, lamine di piombo corrose dal materiale attivo
1881	Faure	Lamine di piombo incollate con ossido di piombo misto a pasta di acido solforico per l'elettrodo positivo, incremento della capacità
1881	Sellon	Griglia in lega piombo - antimonio
1881	Volkmar	Lastre di piombo perforate per fornire le tasche del supporto di ossido
1882	Brush	Ossido di piombo legato meccanicamente alle piastre di piombo
1882	Gladstone e Tribbs	Teoria del doppio solfato delle reazioni della batteria piombo - acido: $Pb + PbO_2 + 2H_2SO_4 \leftrightarrow 2PbSO_4 + 2H_2O$
1883	Tudor	Miscela di ossidi di piombo incollati su una griglia pretrattata col metodo Planté
1886	Lucas	Piastre di piombo formate in soluzioni di clorati e perclorati
1890	Phillipart	Inizio della costruzione tubolare - singoli anelli
1890	Woodward	Inizio della costruzione tubolare
1910	Smith	Tubo in gomma scanalata, costruzioni tubolari Exide
1920 ad oggi		Materiali e attrezzature di ricerca, soprattutto lance, ossidi e tecniche di fabbricazione
1935	Haring e Thomas	Griglie in lega piombo - calcio
1935	Hamer e Harned	Prove sperimentali della teoria del doppio solfato
1956	Bode e Voss	Classificazione delle due forme di biossido di piombo (α e β)
1960	Ruetschi e Chan	Classificazione delle due forme di biossido di piombo (α e β)

1970 - 1980	McClelland e Devit	Batterie sigillate al piombo - acido commerciali avvolte a spirale; griglie con tecnologia al metallo espanso; batterie sigillate e prive di manutenzione; separatori in fibra di vetro; contenitori sigillati in plastica; alta densità di energia (più di 40 Wh/kg)
1980 - 1990		Batterie sigillate con regolazione a valvola
1990 - 2000		Batterie per veicoli elettrici; batterie bipolari per grandi potenze per applicazioni UPS
2001	Gyenge e Jung	batterie piombo - acido con collettori di corrente con un substrato di carbonio rivestito con lega piombo - stagno
2002	Kelly	Collettore negativo della batteria piombo - acido in carbonio nodo - schiuma
2004		Elettrodo negativo supercapacitore per batterie piombo - acido
2009	Jung	Collettori con polimeri multiconduttivi o substrato in carbonio - schiuma per batterie piombo - acido

La batteria piombo - acido, essendo la più venduta al mondo, presenta numerosi vantaggi, ad esempio:

- è una batteria secondaria a basso costo, che può essere fabbricata in piccole realtà o su scala mondiale, variando da un basso ad un alto taglio di produzione;
- è riciclabile;
- è facile sostenere grandi volumi di produzione;
- presenta una buona efficienza energetica, oltre il 70%;
- è disponibile in un'ampia varietà di capacità (da 1 Ah a parecchie centinaia di Ah), dimensioni e forme;
- ha buone performance ad alti livelli di scarica;
- esistono tipologie con ridotto o assente bisogno di manutenzione;
- ha un'ampia gamma di temperature di utilizzo, dai -40% ai 60%;
- ha un buon voltaggio per singola cella (più di 2 V);
- esistono diversi metodi per controllare lo stato di carica.

Tuttavia presenta anche degli svantaggi:

- ha un numero di cicli di vita relativamente breve (circa 500 cicli con scarica completa);
- ha bassa densità energetica (tipicamente 30 - 40 Wh/kg);

- presenta fenomeni di solfatazione che rovinano la batteria se lasciata in condizione di scarica;
- le griglie contengono additivi come l'antimonio o l'arsenico che sono pericolosi per la salute;
- la miscela di idrogeno ed ossigeno su alcune tipologie di batterie può provocare una detonazione;
- è difficile creare batterie di piccole dimensioni;
- le correnti di cortocircuito causano danni irrimediabili.

2.3.1 Processi chimici della batteria piombo - acido

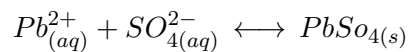
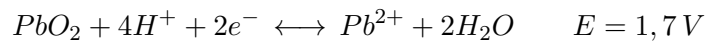
Property	Lead	α -PbO ₂	β -PbO ₂
Molecular weight, g/mol	207.2	239.19	239.19
Composition		PbO: _{1.94-2.03}	PbO: _{1.87-2.03}
Crystalline form	Face-centered cubic	Rhombic (columbite)	Tetragonal (rutile)
Lattice parameters, nm	$a = 0.4949$	$a = 0.4977$ $b = 0.5948$ $c = 0.5444$	$a = 0.491-0.497$ $c = 0.337-0.340$
X-ray density, g/cm ³	11.34	9.80	~9.80
Practical density at 20°C (depends on purity), g/cm ³	11.34	9.1-9.4	9.1-9.4
Heat capacity, cal/deg·mol	6.80	14.87	14.87
Specific heat, cal/g	0.0306	0.062	0.062
Electrical resistivity, at 20°C, $\mu\Omega/cm$	20	$\sim 100 \times 10^3$	
Electrochemical potential in 4.4M H ₂ SO ₄ at 31.8°C, V	0.356	~ 1.709	~ 1.692
Melting point, °C	327.4		

Figura 2.6: Proprietà fisiche e chimiche di una batteria al piombo-acido

L'elemento base di una batteria al piombo è la cella galvanica, costituita a sua volta da un recipiente in cui si trova l'elettrolita formato da una soluzione acquosa di acido solforico (H_2SO_4) in cui sono immersi due elettrodi. L'elettrodo positivo è formato da una lastra di diossido di piombo (PbO_2), mentre l'elettrodo negativo è formato da una lastra di piombo metallico (Pb). Durante la fase di scarica, il diossido di piombo e il piombo metallico degli elettrodi si convertono in solfato di piombo e consumano gli ioni solfato,

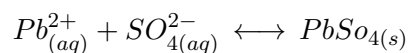
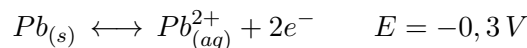
diminuendo la densità dell'elettrolita formando acqua. In questo caso l'elettrodo positivo determina maggiormente le performance e i cicli di vita della batteria, mentre quello negativo le prestazioni a bassa temperatura. Durante la fase di carica il diossido di piombo dell'elettrodo positivo è presente in due forme, $\beta - PbO_2$ (ortorombica) e $\alpha - PbO_2$ (tetragonale), le quali hanno un importante impatto sulle prestazioni della batteria. Nella tabella sono riportate alcune proprietà fisiche e chimiche del piombo e del diossido di piombo.

L'elettrolita è una soluzione in grado di trasportare cariche elettriche tramite lo spostamento di ioni e nella soluzione acquosa di acido solforico (H_2SO_4) sono presenti ioni H^+ e SO_4^{2-} . La reazione di ossidoriduzione che si genera con l'immersione dell'elettrodo determina all'equilibrio una differenza di potenziale in prossimità della superficie di contatto tra elettrodo ed elettrolita, che provoca un movimento di cariche. La reazione elettrochimica che avviene sull'elettrodo positivo è la seguente:

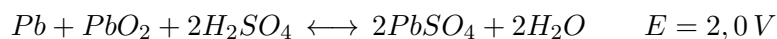


dove la freccia a destra indica il processo di scarica, e la freccia a sinistra quello di carica.

Invece sull'elettrodo negativo si avrà la seguente reazione:



La reazione elettrochimica totale che si avrà è:



Da queste reazioni chimiche possiamo vedere che la differenza di potenziale di una singola cella di una batteria al piombo - acido è la somma dei potenziali delle due singole semireazioni (valori E indicati accanto alle reazioni), che dipende dai potenziali di riduzione delle due reazioni e dalla concentrazione dell'elettrolita, che è indipendente rispetto alla forma e alle dimensioni degli elettrodi. Il valore nominale per una singola cella è di circa 2 V e, nel caso in cui l'accumulatore sia completamente carico, la differenza di potenziale vale circa 2,16 V quando la concentrazione di (H_2SO_4) è pari

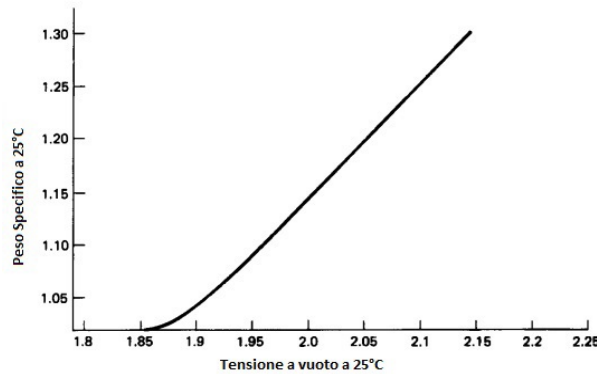


Figura 2.7: Tensione nominale della cella

a $1,32 \text{ gr/cm}^3$. Nel caso della batteria piombo - acido, la tensione dipende, entro certi limiti, dalla concentrazione di ioni presenti nella soluzione elettrolita. Dato che il valore della tensione a vuoto è un indicatore dello stato di carica, si può affermare che lo stato di carica di una batteria al piombo - acido può essere verificato misurando la densità del suo elettrolita. Vedremo che questa operazione può essere eseguita nelle normali batterie al piombo e non in quelle sigillate per applicazioni industriali.

Nel processo di scarica l'accumulatore funziona come pila: viene chiuso il circuito elettrico tra i due elettrodi e si determina un passaggio di elettroni dall'elettrodo negativo (anodo) al positivo (catodo), attraverso un utilizzatore, generando così una corrente elettrica.

Gli elettroni che raggiungono l'elettrodo positivo provocano una variazione di carica che causa la dissociazione di molecole di diossido di piombo PbO_2 in ioni Pb^{4+} e O^{2-} con la conseguente riduzione degli ioni Pb^{4+} in ioni Pb^{2+} . Gli ioni Pb^{2+} e O^{2-} passando in soluzione reagiscono con gli ioni H^+ a SO_4^{2-} dell'elettrolita, formando molecole di solfato di piombo ($PbSO_4$) e acqua (H_2O). Sull'elettrodo negativo la perdita di elettroni provoca la formazione di ioni Pb^{2+} che passano in soluzione e reagiscono con gli ioni SO_4 dell'elettrolita, generando molecole di solfato di piombo $PbSO_4$ ma non acqua.

La reazione totale della cella in scarica mostra che durante il funzionamento si ha un consumo di acido solforico (H_2SO_4) che può portare, nel tempo, ad una diminuzione di densità dell'elettrolita, che determina un abbassamento della differenza di potenziale tra gli elettrodi in accordo con l'equazione di Nerst. Le piastre elettrolitiche si ricoprono di un piccolissimo strato di

solfo di piombo (ossia un sale poco solubile), reso ancora più insolubile dalla presenza degli ioni SO_4^{2-} provenienti dall'acido solforico. Il solfo di piombo aderisce agli elettrodi sotto forma di particelle piccolissime (circa 1 μ m di diametro) e, nel caso in cui il periodo di scarica si prolunga nel tempo, si formano particelle di dimensioni maggiori, che non reagiscono più nel successivo processo di carica provocando una diminuzione della capacità dell'accumulatore.

Questo processo è noto come "fenomeno di solfatazione della batteria piombo-acido". Tale processo avviene anche in condizioni di scarica parziale, anche se il fenomeno sarà più incisivo quanto maggiore sarà il livello di scarica e il tempo di permanenza in tale stato. Un aumento della temperatura accresce la probabilità di ottenere solfatazione nei periodi di lunga inattività, favorendo il processo di autoscarica che causa solfatazione. Infatti, è sempre bene mantenere le batterie inattive per lunghi periodi utilizzando delle cariche di mantenimento che contrastano autoscarica e solfatazione. Il fenomeno di solfatazione è minore nelle batterie con l'elettrolita a gel, che verranno successivamente trattate.

Durante il processo di carica, l'accumulatore funziona come cella elettrolitica, all'interno della quale avviene un processo inverso a quello descritto per la scarica: con un generatore di corrente collegato ai due elettrodi, si ottiene il passaggio di elettroni dall'elettrodo positivo (che ora è l'anodo) a quello negativo (catodo) attraverso il generatore stesso. Il generatore contrasta il normale flusso ed imprime una corrente con verso opposto a quella che si ha normalmente durante la scarica, come mostrato in figura.

L'afflusso degli elettroni che arrivano sull'elettrodo negativo provoca la riduzione degli ioni Pb^{2+} , depositando sull'elettrodo stesso atomi di piombo metallico (Pb), e la formazione di ioni SO_4^{2-} , conseguente alla scomposizione del solfo di piombo che si era formato durante la fase di scarica. Sull'elettrodo positivo invece avviene la reazione di ossidazione degli ioni Pb^{2+} in ioni Pb^{4+} , provocata dalla sottrazione degli elettroni che, reagendo con gli ioni O^{2-} presenti in soluzione per la dissociazione elettrolitica dell'acqua, depositano nuovamente diossido di piombo sull'elettrodo positivo liberando in soluzione ioni H^+ , che vanno a bilanciare gli ioni SO_4 ottenuti dalla dissociazione del solfo di piombo.

Il processo di carica termina quando tutte le molecole del solfo di piombo, formate durante la scarica, sono state nuovamente scomposte ripristinando

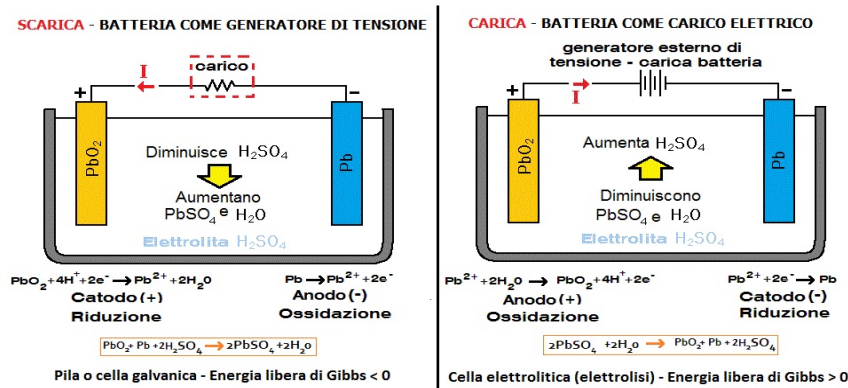


Figura 2.8: Processo di carica e scarica di una batteria al piombo-acido

nell'elettrolita l'iniziale concentrazione di acido solforico. Una volta che la batteria è completamente carica, giungendo a un valore della cella di circa 2,2 V, se si continua a fornire energia non si avrà un ulteriore incremento di carica, ma si otterrà il fenomeno dell'elettrolisi dell'acqua (si dice comunemente che l'accumulatore "bolle"), con uno sviluppo indesiderato di idrogeno (H_2 al catodo) e di ossigeno (O_2 all'anodo) allo stato gassoso, condizione estremamente pericolosa in quanto la miscela dei due gas può risultare esplosiva ad elevate concentrazioni. Non vi è un confine preciso tra i due processi chimici, bisogna quindi considerare che in ogni momento della fase di carica si forma del gas (soprattutto nella fase finale e in sovraccarica) ed è quindi opportuno mantenere l'ambiente di utilizzo ventilato. Vedremo che le batterie al piombo VRLA non necessitano di questi accorgimenti in quanto sono sigillate. Oltre alla possibile formazione di gas pericolosi, una sovraccarica provoca la perdita di acqua nell'elettrolita, con una conseguente variazione della densità dell'acido solforico rispetto ai valori ottimali nel caso di una batteria con elettrolita liquido o con la formazione di bolle di gas imprigionate irreversibilmente nell'elettrolita per le batterie al gel.

2.3.2 Struttura e processo di fabbricazione di una batteria al piombo - acido

Una batteria al piombo - acido è formata quindi da una o più celle con tensione nominale di 2 V, le quali possono realizzare batterie da 6, 12, 24 V o di qualsiasi altro voltaggio si desidera (multiplo di 2). La capacità di una singola cella varia in base alla grandezza degli elettrodi (alla quantità di piombo presente nella cella), e all'estensione superficiale di quest'ultimi, che incide sulla possibilità di erogare e ricevere correnti di scarica e carica più elevate (correnti più elevate si raggiungono con superfici porose). Le scelte riguardanti dimensioni, geometria e materiali degli elementi costituenti la batteria piombo - acido definiscono poi il campo di applicazione in cui saranno successivamente utilizzate. Nella sezione 1.4 di questo elaborato verranno illustrate le tipologie di batterie in commercio.

In generale i componenti principali di una batteria al piombo sono: le griglie positive e negative, il materiale attivo positivo e negativo per gli elettrodi, l'elettrolita, il separatore e il contenitore. Di seguito verrà fornita una descrizione di questi componenti:

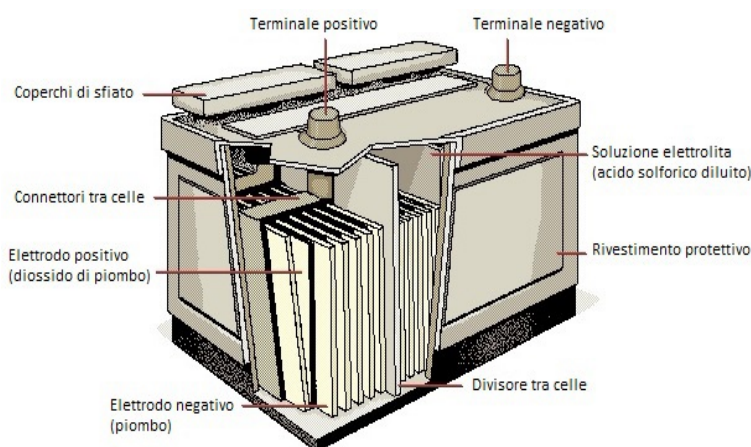


Figura 2.9: Batteria al piombo-acido

- **Griglie**

La funzione delle griglie è quella di contenere il materiale attivo e di condurre l'elettricità tra il materiale attivo e i terminali della cella. Spesso sono costituite di una lega di piombo perché esso da solo è mol-

to tenero. Le moderne griglie sono fatte con una piccola percentuale di antimonio (solitamente tra il 5 e il 12%), in quanto quest'ultimo si dissolve durante l'utilizzo, migrando e depositandosi sulle piastre negative promuovendo così la scissione dell'acqua in ossigeno e idrogeno. Se la percentuale di antimonio scende sotto il 4%, vengono aggiunti altri elementi in piccole quantità come cadmio, zolfo, rame, arsenico, selenio, tellurio o una combinazione di quest'ultimi. Sono molto utilizzate le leghe piombo - antimonio - cadmio, piombo - calcio e piombo - calcio - stagno - alluminio.

- **Materiale attivo**

L'ossido di piombo è il principale componente di entrambi gli elettrodi e viene creato con due metodi: Barton poy process e ball mill process. Il materiale attivo positivo (o pasta catodica) contiene ossido di piombo e altri additivi, come il piombo rosso (Pb_3O_4) che è maggiormente conduttivo rispetto all'ossido di piombo. Il piombo rosso si ricava dall'ossido di piombo tramite particolari tecniche chimiche. Invece il materiale attivo negativo (o pasta anodica) contiene ossido di piombo e altri additivi, come lignosulfonati di sodio (che incrementano in modo significativo l'area aumentando l'efficienza del processo elettrochimico), solfato di bario ($BaSO_4$, che agisce come agente nucleante per il solfato di piombo prodotto sulla piastra durante la scarica) e carbone attivo (che incrementa la conducibilità elettrica del materiale attivo durante la scarica).

- **Elettrolita**

L'elettrolita di una batteria piombo - acido è l'acido solforico (H_2SO_4). Le proprietà significative dell'acido solforico sono state riassunte nella tabella. Bisogna ricordare che la quantità di elettrolita usata varierà a seconda dell'applicazione per cui la batteria è stata progettata. Inoltre il peso dell'elettrolita diminuirà al diminuire dello stato di carica, raggiungendo il suo minimo a batteria completamente scarica (si veda Figura 2.10).

- **Separatore**

Serve ad isolare elettricamente le piastre positive da quelle negative, in modo da evitare cortocircuiti. I separatori sono porosi in modo da consentire il trasporto di acido dentro o fuori le piastre. I più utilizzati

Specific gravity		Temperature coeff. α	H ₂ SO ₄			Freezing point, °C	Electro-chemical equivalent (per liter of acid), Ah
At 15°C	At 25°C		Wt., %	Vol., %	Mol/L		
1.00	1.000	—	0	0	0	0	0
1.05	1.049	33	7.3	4.2	0.82	-3.3	22
1.10	1.097	48	14.3	8.5	1.65	-7.7	44
1.15	1.146	60	20.9	13.0	2.51	-15	67
1.20	1.196	68	27.2	17.7	3.39	-27	90
1.25	1.245	72	33.2	22.6	4.31	-52	115
1.30	1.295	75	39.1	27.6	5.26	-70	141
1.35	1.345	77	44.7	32.8	6.23	-49	167
1.40	1.395	79	50.0	38.0	7.21	-36	
1.45	1.445	82	55.0	43.3	8.2	-29	
1.50	1.495	85	59.7	48.7	9.2	-29	

Figura 2.10: Proprietà dell'acido solforico

sono quelli in polietilene microporoso o quelli in fibra di vetro (AGM, Absorbent Glass Mat). AGM è molto usato per le batterie VRLA ed è altamente poroso (90-95%) e può assorbire molto acido. Esso permette di poter utilizzare la batteria per applicazioni che richiedono scariche molto profonde. Spesso vengono aggiunti degli additivi per migliorare la ritenzione acida.

Il polietilene è solitamente usato per le batterie d'avviamento (SLI, Starting Lighting Ignition). Spesso oltre al polietilene viene utilizzato un separatore in gomma microporosa; entrambi hanno piccoli pori e danno alla batteria una lunga vita.

- **Contenitore**

Il contenitore è in plastica ed è necessario in quanto minimizza i problemi della sicurezza come il cortocircuito e la formazione dei gas.

Di seguito sono riportati brevemente i passaggi principali del processo produttivo della batteria al piombo - acido:

- produzione delle griglie con i relativi materiali in base alla tipologia di batteria che si vuole produrre;
- produzione delle paste dei materiali attivi tramite un miscelatore meccanico; i più utilizzati sono il pony mixer, il muller e il vertical muller. Durante il processo è necessario tenere controllata la temperatura ed aggiungere gli elementi con la corretta proporzione in relazione della tipologia di batteria che si vuole ottenere;

- processo di pasting: le paste dei materiali attivi vengono integrate con le griglie, formando così le piastre. Esistono due tipi di macchinari che eseguono questo processo, la fixed-orifice paster e la belt paster ;
- processo di curing: serve a creare il legame tra la pasta e il collettore di corrente e a far diventare il tutto un materiale coeso e poroso. È una fase molto importante della produzione e, generalmente, più alte sono le temperature utilizzate,
- processo di formazione: le piastre devono essere formate (o caricate) per diventare elettrodi positivi e negativi elettricamente funzionanti. La pasta positiva viene convertita in un nero/brunastro diossido di piombo e la piastra negativa in un grigio morbido piombo. Il processo di formazione può essere eseguito prima (tank formation, usato per alcune batterie d'avviamento) o dopo (case formation, che è il metodo più utilizzato in generale) l'assemblaggio finale nel contenitore;
- assemblaggio delle piastre tramite saldatura: esistono due metodi di saldare le piastre, il comb mold welding e il CAS (Cast-On Strap). Una cella piombo - acido di 2 V normalmente contiene da 3 a 30 piastre con in mezzo tutti i separatori;
- inscatolamento della batteria: i metodi per sigillare la batteria sono heat (fusion) seal, epoxy cement seal, tar (asphalt) seal e epoxy glue seal.

Capitolo 3

Elementi di un impianto fotovoltaico ad isola con l'utilizzo degli accumulatori Primordial



Dopo aver discusso di ciò che produce energia elettrica (il pannello fotovoltaico) e di ciò che la accumula è arrivato il momento di dimensionare l'impianto fotovoltaico a isola. Considerando, in primo luogo, la posizione geo-

grafica dell'impianto si procede con la scelta del tipo di pannello fotovoltaico utilizzato.

3.1 Pannelli fotovoltaici cilindrici

La posizione geografica dell'edificio per il quale è stato ideato il progetto di impianto ad isola ibrido ha condizionato la scelta dei pannelli da utilizzare. Si tratta, infatti, di una costruzione posizionata nel centro storico di Macerata in via Mozzi al ridosso delle antiche mura di cinta della città e proprio per questo è soggetta a regolamentazione comunale atta alla salvaguardia paesaggistica della città, pertanto i tradizionali pannelli, che prevedono un'inclinazione, sarebbero visibili e non potrebbero essere installati.

L'edificio è esposto a sud ma ai suoi due lati si erigono altre costruzioni, molto più alte, che provocano ombreggiamento parziale del terrazzo dell'edificio anche nelle ore più soleggiate della giornata. Per questi motivi la scelta dei pannelli FV è ricaduta su quelli a moduli cilindrici a film sottile ad inseguimento passivo che raccolgono energia solare in modo più significativo rispetto alle convenzionali tecnologie a schermo piatto e a differenza degli altri film sottili, utilizzano celle cilindriche in moduli di vetro che catturano luce diretta, indiretta e diffusa a 360°.

Tale tecnologia si basa così sull'ottimizzazione dell'assorbimento di energia solare toccando un'efficienza del 12-14% producendo da un pannello composto da 40 cilindri 1€1,80m un totale di circa 175W. Con l'aggiunta di un rivestimento che riflette maggiormente la luce al di sotto dei cilindri si potrebbe addirittura arrivare ad una efficienza di conversione del 20%.

L'installazione di tali moduli è molto più semplice quando si ha una superficie piana in quanto non necessitano di alcuna inclinazione e a questo consegue anche naturalmente una migliore resistenza al vento che attraversa i pannelli che possono essere montati orizzontalmente e non vi sono rischi di sradicamento o di trasferimento del carico del vento dai pannelli al tetto.

Per questo edificio sono stati selezionati 24 pannelli (più 2 per riserva) per un totale di circa $47m^2$ che equivale a circa 4200 W.

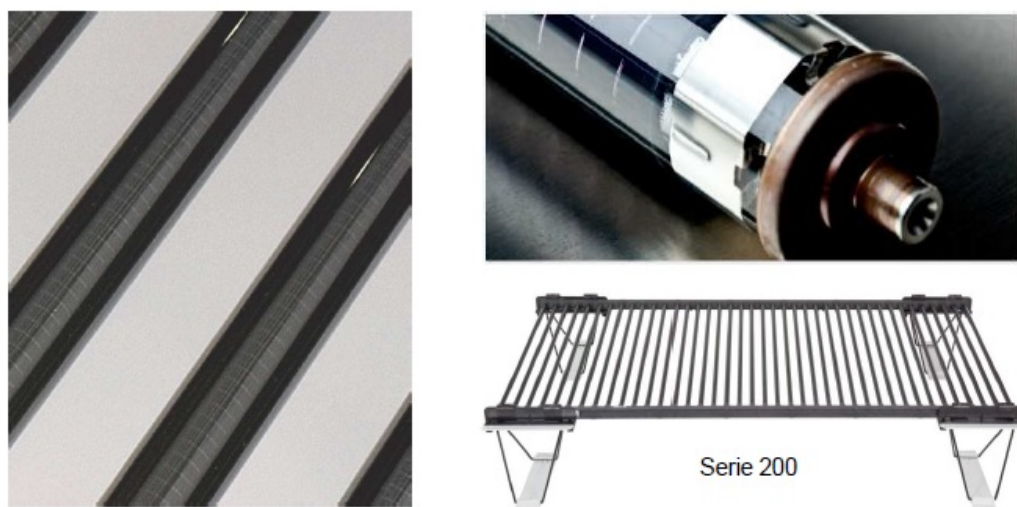


Figura 3.1: Pannelli fotovoltaici tubolari

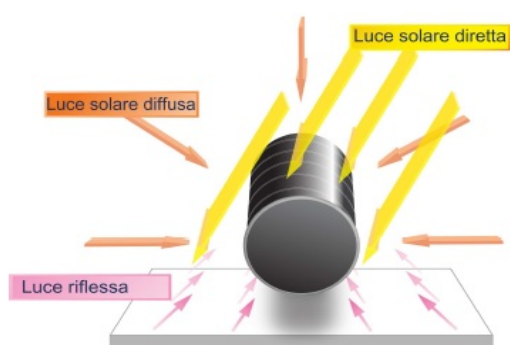


Figura 3.2: Raccolta di luce

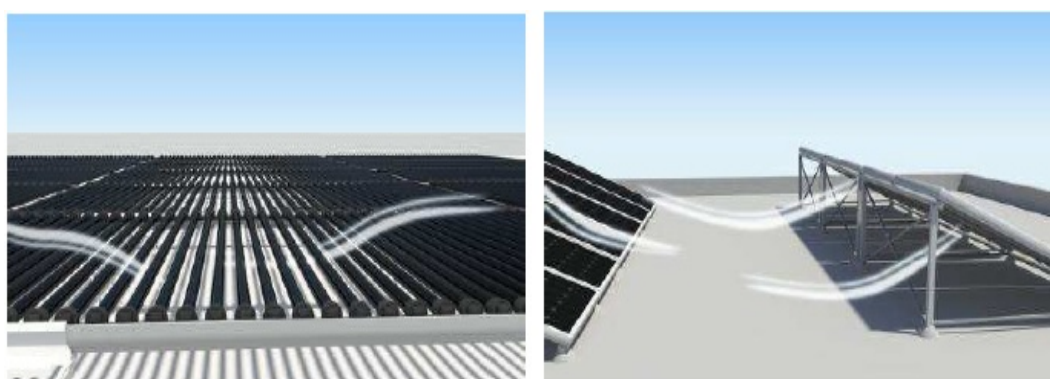


Figura 3.3: "EFFETTO VELA" assente in moduli cilindrici

3.2 Regolatori di carica

Il regolatore di carica è quel dispositivo preposto al controllo dei flussi di potenza nel collegamento di un unico nodo a tre vie tra il pannello solare, la batteria e il carico. Esso normalmente fa in modo che:

- La batteria non vada in sovraccarica: quando si arriva al suo limite di carica, il regolatore scollega la batteria dal pannello per evitare che si danneggi.
- Se la tensione sui moduli fotovoltaici è inferiore alla tensione di batteria, caso che si verifica senza dubbio durante le ore notturne, il regolatore scollega il pannello dalla batteria.
- La batteria non si scarichi totalmente: se il livello di carica della batteria scende oltre un certo limite, l'utilizzatore viene scollegato dalla batteria, evitandone il danneggiamento.

Esistono varie alternative di regolatori di carica e in questo paragrafo verranno descritte nel dettaglio le due tipologie tra le quali è presente quella adottata nell'impianto di Macerata.

3.2.1 Convertitore Buck

Un convertitore buck è un convertitore DC-DC riduttore (convertitore step-down) e fa parte della categoria dei convertitori switching. Il circuito è costituito da due interruttori (un transistor e un diodo), un induttore e un condensatore. Il funzionamento del convertitore buck è semplice: tramite

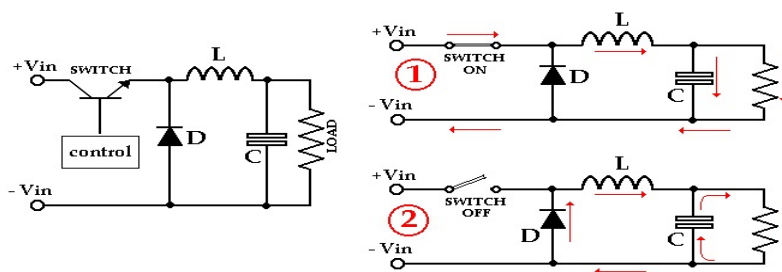


Figura 3.4: circuito convertitore STEP-DOWN

l'interruttore si connette l'induttore alla fonte di energia che così si carica di energia magnetica; scollegandolo esso si scarica sul carico.

- **Modo di funzionamento continuo (CCM)**

Un convertitore buck funziona in modo continuo (CCM, dall'inglese Continuous Conduction Mode) se la corrente che circola nell'induttore (I_L) non va mai a zero durante il ciclo di commutazione.

L'energia immagazzinata nell'induttore è

$$E = \frac{1}{2}L \times I_L^2$$

- Quando l'interruttore è chiuso (stato "on"), la tensione sull'induttore è $V_L = V_i - V_o$. La corrente che circola attraverso l'induttore cresce linearmente. Il diodo è inversamente polarizzato e non vi è circolazione di corrente in esso;
- Quando l'interruttore è aperto (stato "off"), il diodo è polarizzato direttamente. La tensione sull'induttore è $V_L = -V_o$ (trascurando la caduta sul diodo: caso ideale) e la corrente I_L cala.

Quindi l'energia immagazzinata nell'induttore L cresce durante la fase "on" e cala durante la fase "off". In pratica L è usata per trasferire l'energia dall'ingresso all'uscita del convertitore. Il valore della corrente I_L è dato da:

$$V_L = L \frac{dI_L}{dt}$$

Con V_L uguale a $V_i - V_o$ durante la fase "on" e uguale a $-V_o$ durante la fase "off". Quindi l'incremento della corrente nella fase "on" è dato da:

$$\Delta I_{L_{on}} = \int_{I_{min}}^{I_{max}} dI_L = \int_0^{t_{on}} \frac{V_L}{L} dt = \frac{(V_i - V_o) \cdot t_{on}}{L}$$

conseguentemente il calo della corrente nella fase "off" è dato da:

$$\Delta I_{L_{off}} = \int_{I_{min}}^{I_{max}} dI_L = \int_0^{t_{off}} \frac{V_L}{L} dt = -\frac{V_o \cdot t_{off}}{L}$$

Se assumiamo che il convertitore lavora in regime stazionario, l'energia immagazzinata in ciascun componente alla fine del ciclo di commutazione è uguale a quella di inizio ciclo. Questo significa che il valore della corrente I_L è lo stesso a $t=0$ e a $t=T$. Quindi,

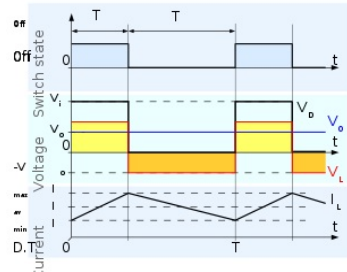


Figura 3.5: Forme d'onda di corrente e di tensione in funzione del tempo, in un convertitore buck ideale, in funzionamento continuo

$$\Delta I_{L_{on}} + \Delta I_{L_{off}} = 0$$

Così possiamo scrivere, dalle precedenti equazioni:

$$\frac{(V_i - V_o) \cdot t_{on}}{L} - \frac{V_o \cdot t_{off}}{L} = 0$$

Vale la pena di notare che le suddette integrazioni possono essere fatte graficamente: $\Delta I_{L_{on}}$ è proporzionale alla superficie dell'area gialla, e $\Delta I_{L_{off}}$ alla superficie dell'area arancione, dato che queste superfici sono definite dalla curva (rossa) della tensione sull'induttore. Dal momento che queste aree sono dei semplici rettangoli, le loro superfici si possono trovare facilmente: $t_{on} \times (V_i - V_o)$ per ogni rettangolo giallo e $-t_{off} \times V_o$ per quelli arancione. Per il funzionamento in modo continuo, la somma di entrambe le superfici deve essere zero. Come si può osservare in figura, $t_{on} = D \cdot T$ e $t_{off} = T - D \cdot T$. D è uno scalare chiamato duty cycle con valore da 0 a 1. Con questa assunzione si ottiene:

$$(V_i - V_o) \cdot D \cdot T - V_o \cdot (T - D \cdot T) = 0$$

L'equazione precedente può essere riscritta nel modo seguente: $V_o = D \cdot V_i$. Da questa equazione, si può osservare che la tensione di uscita del convertitore varia linearmente con il duty cycle per una data tensione di ingresso. Dato che il duty cycle D è uguale al rapporto tra t_{on} ed il periodo T , esso non può essere maggiore di 1. Perciò, $V_o \leq V_i$. Questa è la ragione per cui questo convertitore viene chiamato anche convertitore step down (tradotto gradino in basso). Se, per esempio,

si volesse abbassare una di 12V fino a 3V (cioè una tensione di uscita uguale ad un quarto di quella di ingresso), nel nostro circuito teorico ideale ciò richiederebbe un duty cycle del 25%.

- **Modo di funzionamento discontinuo (DCM)**

Spesso accade che la quantità di energia richiesta dal carico sia abbastanza esigua da potersi trasferire in un tempo minore del periodo di commutazione. In questo caso, la corrente attraverso l'induttore si riduce fino ad annullarsi prima del termine del periodo. In questo caso il convertitore si dice operante in modo discontinuo (DCM, dall'inglese Discontinuous Conduction Mode).

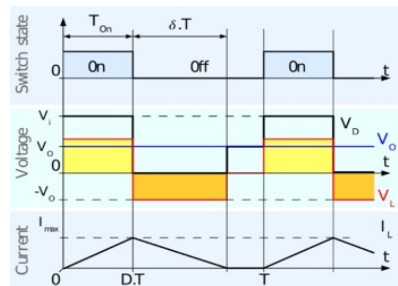


Figura 3.6: Variazione di corrente e di tensione in funzione del tempo, in un convertitore buck ideale, in funzionamento discontinuo

La differenza rispetto al modo di funzionamento continuo, quindi, è che l'induttore viene completamente scaricato prima di raggiungere la fine del ciclo di commutazione. Ciò ha alcune importanti implicazioni sulle equazioni che descrivono il funzionamento del convertitore rispetto al modo continuo, in particolare il rapporto tra le tensioni d'ingresso e di uscita non è più una funzione lineare del solo duty cycle, ma dipende ora quadraticamente dal duty cycle, dal valore dell'induttanza, dalla frequenza di lavoro e dal carico applicato.

In generale, supponendo che il convertitore operi in regime stazionario, i valori dell'energia nell'induttore all'inizio ed alla fine del ciclo sono identici e, nel caso particolare di funzionamento in regime discontinuo, nulli. Ciò implica che il valore medio della tensione ai capi dell'induttore (V_L) sia zero, cioè che l'area dei rettangoli giallo e arancione in

figura sia la stessa. In formule:

$$(V_i - V_o) D \cdot T - V_o \cdot \delta \cdot T = 0$$

Perciò il valore di δ è dato da:

$$\delta = \frac{V_i - V_o}{V_o} D$$

La corrente fornita al carico (I_o) è costante, avendo supposto che il convertitore stia operando in regime stazionario. Ciò implica che la corrente che fluisce attraverso la capacità abbia un valore medio nullo e che il valore medio della corrente nell'induttore sia uguale ad I_o :

$$\bar{I}_L = I_o$$

Indicando con \bar{I}_L il valore medio della corrente nell'induttore. La forma d'onda della corrente dell'induttore ha forma triangolare (figura 5), perciò il suo valore medio può essere ordinato geometricamente nel modo seguente:

$$\bar{I}_L = \left(\frac{1}{2} I_{Lmax} \cdot D \cdot T + \frac{1}{2} I_{Lmax} \cdot \delta \cdot T \right) \frac{1}{T} = \frac{I_{Lmax} (D + \delta)}{2} = I_o$$

La corrente dell'induttore all'inizio è nulla e cresce durante t_{ON} fino al valore I_{Lmax} . Ne segue che I_{Lmax} è uguale a:

$$I_{Lmax} = \frac{V_i - V_o}{L} D \cdot T$$

Sostituendo il valore di I_{Lmax} nella precedente equazione si ottiene:

$$I_o = \frac{(V_i - V_o) D \cdot T (D + \delta)}{2L}$$

e sostituendo δ con l'espressione ricavata sopra si ottiene:

$$I_o = \frac{(V_i - V_o) D \cdot T \left(D + \frac{V_i - V_o}{V_o} D \right)}{2L}$$

che può essere riscritta esplicitando V_o :

$$V_o = V_i \frac{1}{\frac{2L \cdot I_o}{D^2 \cdot V_i \cdot T} + 1}$$

Tale espressione è più complessa rispetto alla corrispondente della modalità continua. Inoltre, la tensione di uscita ora è funzione non

solo della tensione di ingresso (V_i) e del duty cycle (D), ma anche del valore dell'induttanza (L), del periodo (T) ovvero della frequenza di funzionamento e della corrente di uscita (I_o) ovvero del carico applicato.

- **Da modo discontinuo a modo continuo (e viceversa)**

Il convertitore opera in modo discontinuo quando il carico assorbe correnti basse ed in modo continuo con livelli di carico elevati. Il limite tra modo discontinuo e continuo viene raggiunto quando la corrente nell'induttore si annulla esattamente alla fine del ciclo di commutazione. Osservando la figura 3.6, questa condizione si verifica quando:

$$D \cdot T + \delta \cdot T = T$$

$$D + \delta = 1$$

La corrente di uscita (uguale alla media della corrente attraverso l'induttore) al limite tra modo discontinuo e continuo è quindi:

$$I_{Olim} = \frac{I_{Lmax} (D + \delta)}{2} = \frac{I_{Lmax}}{2}$$

Sostituendo I_{Lmax} si ottiene:

$$I_{Olim} = \frac{V_i - V_o}{2L} D \cdot T$$

Al confine tra le due modalità di funzionamento, la tensione di uscita obbedisce ad entrambe le espressioni che caratterizzano il modo continuo e discontinuo. In particolare, la prima è

$$V_o = D \cdot V_i$$

quindi I_{Olim} può essere riscritta come:

$$I_{Olim} = \frac{V_i(1 - D)}{2L} D \cdot T$$

Introducendo le nozioni di tensione normalizzata $|V_o|$ e corrente normalizzata $|I_o|$:

$$|V_o| = \frac{V_o}{V_i} = \begin{cases} 0, & V_o = 0 \\ 1, & V_o = V_i \end{cases}$$

$$|I_o| = \frac{L}{T \cdot V_i} I_o = \begin{cases} 0, & I_o = 0 \\ 1, & I_o = I_o^{max} \end{cases}$$

si ha che:

- in modo continuo, $|V_o| = D$
- in modo discontinuo, $|V_o| = \frac{1}{\frac{2L \cdot I_o}{D^2 \cdot V_i \cdot T} + 1} = \frac{1}{\frac{2|I_o|}{D^2} + 1} = \frac{D^2}{2|I_o| + D^2}$;
- la corrente sul confine tra modo continuo e discontinuo è $I_{olim} = \frac{V_i(1-D)}{2L} D \cdot T = \frac{I_{olim}}{|I_o|} \cdot \frac{(1-D)D}{2}$
- il punto limite tra modo continuo e discontinuo è caratterizzato da $\frac{(1-D)D}{2|I_o|} = 1$.

Queste espressioni sono meglio visualizzate graficamente in figura 3.7, dalla quale si vede più chiaramente che nel modo continuo la tensione di uscita dipende linearmente dal duty cycle, mentre ha un andamento molto più complesso nel caso di funzionamento discontinuo. Tali considerazioni assumono un aspetto fondamentale nel progetto di un controllore.

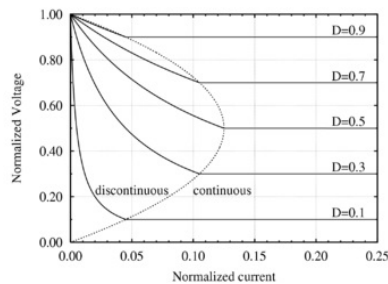


Figura 3.7: Andamento della tensione e corrente in uscita normalizzate

• Circuito non ideale

Il precedente studio è stato condotto con le seguenti assunzioni:

- Il condensatore di uscita è abbastanza grande da fornire potenza al carico (una resistenza semplice) senza osservabili variazioni in tensione.
- La caduta di tensione attraverso il diodo durante la polarizzazione diretta è zero.

- Non ci sono perdite di commutazione nel commutatore né nel diodo.

Queste assunzioni possono essere anche molto lontane dalla realtà, e i difetti dei componenti reali possono avere notevoli effetti negativi sul funzionamento del convertitore.

- **Efficienza del circuito reale**

Un'analisi semplificata del convertitore buck, come quella descritta sopra, non tiene conto delle caratteristiche reali, quindi non ideali, dei componenti del circuito. Queste difetti sono la causa di tutte le perdite di potenza del circuito.

Qualsiasi alimentatore a commutazione ha perdite di potenza statiche e dinamiche. Le perdite statiche includono perdite di dissipazione termica I^2R nei fili o nelle tracce del circuito stampato PCB, come anche nei commutatori e nell'induttore o in ogni altro circuito elettrico. Le perdite dinamiche si verificano come conseguenza della commutazione, come la carica e scarica del terminale di controllo dell'elemento attivo di commutazione, e sono in genere proporzionali alla frequenza di commutazione.

È utile cominciare col calcolare il duty cycle per un circuito convertitore buck non ideale, che è:

$$D = \frac{V_o + (V_{SWITCH} + V_L)}{V_i + V_{SYNCHSW} - V_{SWITCH} - V_L}$$

dove:

V_{SWITCH} è la differenza di potenziale ai capi del commutatore,

$V_{SYNCHSW}$ è la differenza di potenziale ai capi del commutatore sincrono o sul diodo, e

V_L è la differenza di potenziale sull'induttore.

Le cadute di potenziale descritte sopra sono tutte dovute a perdite di potenza statiche che dipendono principalmente dalla corrente continua, perciò facili da calcolare. Per un transistor in saturazione o per la DDP di un diodo, V_{SWITCH} e $V_{SYNCHSW}$ possono essere già conosciute, basandosi sulle caratteristiche del dispositivo selezionato.

$$V_{SWITCH} = I_{SWITCH} \cdot R_{ON} = D \cdot I_o \cdot R_{ON}$$

$$V_{SYNCHSW} = I_{SYNCHSW} \cdot R_{ON} = (1 - D) \cdot I_o \cdot R_{ON}$$

$$V_L = I_L \cdot R_{DCR}$$

dove:

R_{ON} è la resistenza del commutatore acceso (RDSON per un MOSFET), e

R_{DCR} è la resistenza in corrente continua dell'induttore.

Il lettore attento avrà notato che l'equazione del duty cycle è in qualche modo ricorsiva. Una prima analisi grezza può essere effettuata calcolando i primi valori di V_{SWITCH} e $V_{SYNCHSW}$ usando l'equazione del duty cycle ideale. La resistenza di commutazione per componenti come i MOSFET, e la caduta di tensione diretta, per componenti come gli IGBT può essere determinata prendendo come riferimento le specifiche riportate nei datasheet del costruttore. Inoltre, le perdite di potenza possono verificarsi anche per correnti di perdita. Queste perdite sono semplicemente:

$$P_{LEAKAGE} = I_{LEAKAGE} \cdot V$$

dove:

$I_{LEAKAGE}$ è la corrente di perdita del commutatore, e

V è la tensione ai capi del commutatore.

Le perdite di potenza dinamiche sono dovute al comportamento in commutazione attraverso i dispositivi scelti (MOSFET, Transistor di potenza, IGBTs, ecc.). Queste perdite includono le perdite durante la transizione di accensione e di spegnimento. Le perdite di accensione e spegnimento possono facilmente essere raggruppate come

$$P_{SW} = \frac{V \cdot I_o \cdot (t_{RISE} + t_{FALL})}{6 \cdot T}$$

dove:

V è la tensione ai capi del commutatore quando è spento,

t_{RISE} e t_{FALL} sono i tempi di salita e di discesa, e

T è il periodo di commutazione.

Ma tutto ciò non prende in considerazione la capacità parassita del MOSFET che è al secondo posto. Quindi, le perdite di commutazione saranno più simili a:

$$P_{SW} = \frac{V \cdot I_o \cdot (t_{RISE} + t_{FALL})}{2 \cdot T}$$

Quando un MOSFET viene usato come commutatore secondario (low side), possono rilevarsi perdite aggiuntive durante il tempo tra lo spegnimento del commutatore principale (high side) e lo spegnimento di quello secondario, quando il diodo incorporato del MOSFET secondario trasmette la corrente di uscita. Questo tempo, conosciuto come il tempo di non sovrapposizione (non-overlap time), previene il "shootthrough", una condizione nella quale entrambi i commutatori sono simultaneamente accesi. Lo stato di "shootthrough" genera notevoli perdite di potenza e dissipazione di calore. L'accurata scelta del tempo di non sovrapposizione deve bilanciare il rischio di "shootthrough" con quello di un incremento di perdita di potenza dato dalla conduzione del diodo incorporato (body).

La perdita di potenza nel diodo incorporato è proporzionale anche alla frequenza di commutazione ed è

$$P_{BODYDIODE} = V_F \cdot I_o \cdot t_{NO} \cdot f_{SW}$$

dove:

V_F è la tensione diretta ai capi del diodo incorporato, e

t_{NO} è il tempo selezionato di non sovrapposizione.

Infine, perdite di potenza sono dovute anche alla potenza necessaria all'accensione e allo spegnimento del commutatore. Per i commutatori a MOSFET, queste perdite sono dominate dalla carica del gate, essenzialmente l'energia richiesta per caricare e scaricare la capacità del gate del MOSFET tra la tensione di soglia e la tensione di gate impostata. Queste perdite di commutazione di gate si verificano principalmente nel pilota del gate, e possono essere minimizzate selezionando MOSFET a bassa carica di gate, pilotando il gate del MOSFET ad una tensione più bassa (al costo di maggiori perdite di conduzione nel MOSFET), o operando ad una frequenza più bassa.

$$P_{GATEDRIVE} = Q_G \cdot V_G \cdot f_{SW}$$

dove:

Q_G è la carica di gate del MOSFET scelto, e

V_G è la tensione di gate di picco rispetto a massa.

È essenziale ricordare che per i MOSFET di tipo N, il commutatore principale (o cosiddetto high-side) deve essere pilotato con una tensione

maggiore di V_i . Perciò V_G sarà quasi sempre diversa nel commutatore principale che in quello secondario (o low-side).

Una progettazione completa di un convertitore buck include un'analisi di compromesso delle varie perdite di potenza. I progettisti bilanciano queste perdite secondo l'uso previsto del progetto finito. Si prevede per un convertitore a bassa frequenza di commutazione che non richieda commutatori con basse perdite di commutazione di gate; un convertitore operante con un elevato rapporto di duty cycle richiede un commutatore secondario con basse perdite di conduzione.

3.2.2 Trasformatore in ferrite ad alta frequenza

In elettrotecnica il trasformatore è una macchina elettrica statica (perché non contiene parti in movimento) e reversibile, che serve per trasformare i parametri in ingresso (tensione e intensità di corrente) rispetto a quelli in uscita, mantenendo costante la potenza elettrica apparente. Il trasformatore trasferisce energia elettrica da un circuito elettrico a un altro tramite dei conduttori accoppiati induttivamente: gli avvolgimenti del trasformatore.

Un trasformatore a corrente elettrica nell'avvolgimento primario genera un flusso magnetico variabile nel nucleo del trasformatore e di conseguenza un campo magnetico variabile attraverso l'avvolgimento secondario. Questo campo magnetico variabile induce una forza elettromotrice, o tensione, nell'avvolgimento secondario e tale effetto è chiamato mutua induzione.

Il trasformatore è una macchina in grado di operare essenzialmente in corrente alternata, perché in genere sfrutta i principi dell'elettromagnetismo legati ai flussi variabili. Il rendimento di un trasformatore è molto alto e le perdite sono molto basse (nel ferro, per effetto dell'isteresi e delle correnti parassite, e nel rame, per effetto Joule). Vi è da aggiungere che nel caso di circuiti interamente superconduttori un trasformatore può operare senza limitazione di frequenza inferiore.

Se un carico elettrico è collegato all'avvolgimento secondario, una corrente elettrica vi scorre e l'energia, tramite il trasformatore, viene trasferita dal circuito primario al carico. In un trasformatore ideale, la tensione indotta nell'avvolgimento secondario è in proporzione alla tensione primaria (V_P), ed è data dal rapporto fra il numero delle spire dell'avvolgimento primario

(N_P) e il numero di spire dell'avvolgimento secondario (N_S) come segue:

$$\frac{V_P}{V_S} = \frac{N_P}{N_S}$$

Con un'appropriata scelta del rapporto delle spire, il trasformatore consente quindi che una tensione a corrente alternata sia aumentata facendo N_P maggiore di N_S , oppure diminuita facendo N_P minore di N_S .

Il trasformatore più semplice è costituito da due conduttori elettrici (solenoidi) avvolti su un anello di materiale ferromagnetico detto nucleo magnetico. L'avvolgimento al quale viene fornita energia viene detto primario, mentre quello dal quale l'energia è prelevata è detto secondario. I trasformatori sono macchine reversibili, per cui l'avvolgimento primario potrebbe essere anche visto come secondario e viceversa.

Quando sul primario viene applicata una tensione elettrica alternata sinusoidale, per effetto dell'induzione magnetica si crea nel nucleo un flusso magnetico con andamento sinusoidale. Per la legge di Faraday-Neumann-Lenz, questo flusso variabile induce nel secondario una tensione sinusoidale.

La tensione prodotta nel secondario è proporzionale al rapporto tra il numero di spire del primario e quelle del secondario secondo la relazione:

$$\frac{V_p}{V_s} = \frac{N_p}{N_s} = k_0$$

dove V_p è la tensione applicata sul primario, V_s la tensione indotta sul secondario, N_p il numero di spire del primario e N_s il numero di spire del secondario, k_0 è chiamato rapporto di trasformazione.

Per una tensione sinusoidale di ampiezza massima E_m il valore efficace E vale:

$$E = \frac{E_m}{\sqrt{2}}$$

Trascurando le perdite, la relazione tra tensione, numero di spire, intensità di flusso e sezione del nucleo è data dalla relazione:

$$E = \frac{\omega}{\sqrt{2}}NSB = \frac{2\pi}{\sqrt{2}}fNSB = 4,44fNSB$$

Dove E è il valore efficace (RMS) della tensione indotta, f è la frequenza in Hertz, N è il numero di spire dell'avvolgimento al quale si fa riferimento, S è la sezione del nucleo (in m^2) e B è il valore dell'induzione in Tesla.

Il trasformatore è fondato su due principi:

- una corrente elettrica variabile produce un campo magnetico;

- un flusso variabile nel tempo di campo magnetico induce all'interno di una conduttore elettrico una tensione, a sua volta variabile nel tempo, ai suoi capi. Variando la corrente nell'avvolgimento primario varia il campo magnetico sviluppato. Il flusso magnetico induce una tensione nell'avvolgimento secondario.

La corrente passando attraverso l'avvolgimento primario crea un campo magnetico. Gli avvolgimenti primario e secondario sono avvolti attorno a un nucleo magnetico di elevata permeabilità magnetica come il ferro, cosicché la massima parte del flusso passi attraverso sia l'avvolgimento primario che attraverso il secondario.

La descrizione semplificata succitata trascurava parecchi fattori pratici, in particolare la corrente primaria necessaria per costituire un campo magnetico nel nucleo, e la contribuzione al campo causata dalla corrente nel circuito secondario.

I modelli di un trasformatore ideale normalmente assumono un nucleo di riluttanza magnetica trascurabile con avvolgimenti di resistenza elettrica zero. La corrente necessaria per originare il flusso è chiamata corrente di magnetizzazione; dato che si assume che il nucleo abbia riluttanza zero, la corrente di magnetizzazione è trascurabile, tuttavia ancora necessaria per creare il campo magnetico.

Il campo magnetico variabile induce una FEM da un capo all'altro di ciascun avvolgimento. Le tensioni V_P e V_S misurate ai terminali del trasformatore, sono uguali alle corrispondenti FEM. La FEM primaria, agendo come fa in opposizione alla tensione del primario, è talvolta chiamata forza contro elettromotrice. Ciò è dovuto alla legge di Lenz che stabilisce che l'induzione di una FEM sia sempre tale da opporsi alla variazione del campo magnetico che l'ha indotta.

- **Legge di induzione**

La tensione indotta ai capi dell'avvolgimento secondario può essere calcolata con la legge dell'induzione di Faraday, la quale formula esprime che:

$$V_S = N_S \frac{d\Phi}{dt}$$

dove V_S è la tensione istantanea, N_S è il numero delle spire dell'avvolgimento secondario e Φ equivale al campo magnetico attraverso una spira

dell'avvolgimento. Se le spire dell'avvolgimento sono perpendicolari alle linee di campo magnetico, il flusso è il prodotto dell'intensità B del campo magnetico e dell'area A attraverso la quale esso taglia. L'area è costante, essendo uguale alla sezione trasversa del nucleo del trasformatore, mentre il flusso magnetico varia con il tempo secondo l'eccitazione del primario. Poiché il medesimo campo magnetico attraversa entrambi gli avvolgimenti primario e secondario, in un trasformatore teorico

$$V_P = N_P \frac{d\Phi}{dt}$$

Il rapporto delle due equazioni V_S e V_P dà l'equazione di base

$$\frac{V_S}{V_P} = \frac{N_S}{N_P}$$

- **Equazione della potenza ideale**

Se l'avvolgimento secondario è collegato a un carico che consenta alla corrente di fluire, dell'energia elettrica viene trasferita dal circuito primario al circuito secondario. Idealmente, il trasformatore sia perfettamente efficiente; tutta l'energia in entrata sia mutata radicalmente dal circuito primario in campo magnetico e in energia nel circuito secondario. Se queste condizioni sono soddisfatte, la potenza elettrica in entrata deve essere eguale alla potenza in uscita.

$$P_{\text{incoming}} = I_P V_P = P_{\text{outgoing}} = I_S V_S$$

che fornisce l'equazione ideale della trasformazione

$$\frac{V_S}{V_P} = \frac{N_S}{N_P} = \frac{I_P}{I_S}$$

Se i trasformatori sono così efficienti questa formula è approssimazione ragionevole.

Se la tensione viene aumentata, allora la corrente viene ridotta con lo stesso fattore. L'impedenza di un circuito viene trasformata con il quadrato del rapporto delle spire. Per esempio, se un'impedenza Z_S fosse collegata ai terminali dell'avvolgimento secondario, essa apparirebbe al circuito primaria di avere un'impedenza di $Z_S \left(\frac{N_P}{N_S}\right)^2$. Questa relazione

è reciproca, cosicché l'impedenza Z_P del circuito primario apparirebbe al secondario come $Z_P \left(\frac{N_S}{N_P}\right)^2$.

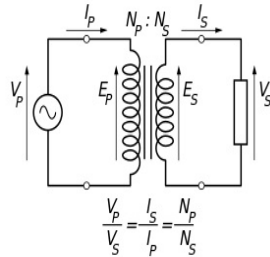


Figura 3.8: Il trasformatore ideale come elemento circuitale

- **Flusso disperso**

Il modello di trasformatore ideale dà per scontato che tutto il flusso generato dall'avvolgimento primario congiunge tutte le spire di ciascun avvolgimento incluso il primario. In pratica, un po' di flusso si muove di traverso su percorsi che lo portano all'esterno degli avvolgimenti. Tale flusso è denominato flusso disperso, e ha come risultato un'induttanza di dispersione in serie con gli avvolgimenti del trasformatore accoppiati mutualmente. La dispersione sfocia in energia che viene alternativamente immagazzinata e scaricata dai campi magnetici con ogni ciclo dell'alimentatore. Non è esattamente una perdita di potenza, ma sbocca in un fattore di regolazione di tensione minore, che fa sì che la tensione secondaria non riesca a essere proporzionale alla tensione primaria, particolarmente sotto carichi pesanti. I trasformatori sono pertanto progettati per avere bassa induttanza di dispersione.

Tuttavia, in alcune applicazioni, la dispersione può essere una caratteristica desiderabile, e percorsi magnetici lunghi, traferri, e derivatori magnetici possono essere deliberatamente introdotti nei progetti dei trasformatori per limitare la corrente di cortocircuito che fornirà. Trasformatori con perdite possono venire usati per alimentare carichi che esibiscono resistenze negative, come gli archi elettrici, lampade a vapori di mercurio, e i segnali luminosi al neon; e per una sicura manipolazione dei carichi come le saldatrici elettriche ad arco. Inoltre sono utilizzati

dei traferri per impedire al trasformatore di saturarsi, specialmente i trasformatori ad audio frequenza nei circuiti che hanno una corrente continua che scorre nei suoi avvolgimenti.

- **Influsso della frequenza**

La derivata rispetto al tempo della legge di induzione di Faraday mostra che il flusso nel nucleo è l'integrale rispetto al tempo della tensione applicata. Ipoteticamente un trasformatore ideale funzionerebbe con un'eccitazione a corrente continua, con il flusso del nucleo aumentante linearmente nel tempo.

La F.E.M. di un trasformatore a una data intensità di flusso aumenta con la frequenza. Funzionando a frequenze più elevate, i trasformatori possono essere fisicamente più compatti perché un dato nucleo può trasferire maggiore potenza senza raggiungere a saturazione, e minori spire sono necessarie per ottenere la stessa impedenza. Tuttavia, le caratteristiche quali perdite nel nucleo ed effetto pelle nei conduttori pure aumentano con la frequenza. Gli aeroplani e gli equipaggiamenti militari impiegano alimentatori di potenza a 400 Hz che riducono il peso dei nuclei e degli avvolgimenti.

Il funzionamento di un trasformatore alla sua tensione di progetto ma a una frequenza superiore di quella voluta porta a ridurre la corrente di magnetizzazione; alle frequenze inferiori, la corrente di magnetizzazione aumenterà. Il funzionamento di un trasformatore a frequenze diverse dalla sua frequenza di progetto potrà necessitare di accertamento delle tensioni, perdite e raffreddamento per stabilire se è praticabile un uso sicuro. Per esempio, i trasformatori possono necessitare di essere muniti di relè di sovraeccitazione per proteggerli verso le sovratensioni alle frequenze più elevate di quelle nominali. La conoscenza della frequenza naturale degli avvolgimenti dei trasformatori è fondamentale per la determinazione delle risposte al transitorio degli avvolgimenti agli impulsi e alle sovratensioni transitorie di commutazione.

- **Perdite di energia**

Un trasformatore ideale non avrebbe nessuna perdita di energia e sarebbe efficiente al 100%. Nei trasformatori reali l'energia viene dissipata negli avvolgimenti, nuclei e strutture circostanti. I trasformatori più grossi sono generalmente i più efficienti: quelli progettati per la

distribuzione dell'energia elettrica normalmente hanno un'efficienza di conversione del 98

Trasformatori sperimentali, dotati di avvolgimenti superconduttori, conseguono efficienze del 99,85%. Sebbene l'aumento di efficienza sia piccolo, influisce notevolmente sulle perdite dei grandi trasformatori, diminuendole.

Un piccolo trasformatore, in generale offre un'efficienza dell'85%, con perdite notevoli addirittura quando non alimenta nessun carico. Sebbene le perdite di energia individuali siano piccole, le perdite complessive da parte dell'elevato numero di carichi è consistente.

Le perdite variano con la corrente di carico: possono venire espresse con perdite a vuoto e sotto carico. La resistenza degli avvolgimenti domina le perdite sotto carico, laddove le perdite per isteresi e correnti di Eddy contribuiscono per oltre il 99% alle perdite a vuoto. Le perdite a vuoto, essendo solo uno spreco di energia, incoraggia lo sviluppo di trasformatori più efficienti.

Le perdite dei trasformatori sono divise in perdite negli avvolgimenti, denominate perdite nel rame, quelle nel circuito magnetico, denominate perdite nel ferro. Le perdite nel trasformatore derivano da:

– **resistenza dell'avvolgimento (effetto Joule)**

La corrente che scorre negli avvolgimenti è causa del riscaldamento resistivo dei conduttori. Alle frequenze elevate, l'effetto pelle e l'effetto di prossimità creano resistenze aggiuntive degli avvolgimenti e perdite.

– **perdite per isteresi magnetica**

Ogni volta che il campo è invertito, una piccola quantità di energia è perduta a causa dell'isteresi del nucleo. Per un dato materiale del nucleo, la perdita è proporzionale alla frequenza ed è una funzione del picco della densità di flusso al quale è sottoposto.

– **perdite per correnti parassite**

I materiali ferromagnetici sono pure buoni conduttori, e un nucleo solido fatto di un tale materiale costituisce pure una singola spira cortocircuitata per tutta la sua lunghezza. Correnti parassite circolano all'interno del nucleo in un piano normale al flusso

e sono responsabili del riscaldamento resistivo del materiale del nucleo. La perdita per correnti parassite è una funzione determinata dal quadrato della frequenza dell'alimentazione e dalla radice quadrata dello spessore del materiale.

– **magneto-strizione**

Il flusso magnetico in un materiale ferromagnetico, quale quello dei nuclei, lo fa fisicamente contrarre ed espandere leggermente con ogni ciclo del campo magnetico, un effetto noto come magneto-strizione. Ciò produce il rumore sordo e vibrante comunemente associato ai trasformatori e a sua volta è causa di perdite per riscaldamento per attrito nei nuclei soggetti.

– **perdite meccaniche**

Oltre alla magneto-strizione, il campo magnetico variabile produce delle forze elettromagnetiche fluttuanti tra gli avvolgimenti primario e secondario. Queste stimolano delle vibrazioni negli oggetti metallici attigui, che si aggiungono al rumore ronzante, e che consumano una piccola quantità di energia.

– **perdite di dispersione**

L'induttanza di dispersione è di per se stessa poco dissipativa, poiché l'energia fornita ai suoi campi magnetici viene restituita all'alimentatore con ciascun mezzo ciclo successivo. Tuttavia, qualunque flusso disperso che intercetta dei materiali conduttori nelle vicinanze come le strutture di supporto dei trasformatori darà origine a correnti parassite e verrà convertito in calore. Ci sono pure delle perdite per radiazione causate da campi magnetici oscillanti, ma queste sono estremamente piccole.

• **Nuclei solidi**

I nuclei in polvere di ferro sono usati nei circuiti che lavorano al di sopra delle frequenze delle reti di alimentazione sino a poche decine di Kilohertz. Questi materiali uniscono un'elevata permeabilità magnetica con un'elevata resistività elettrica di massa. Per le frequenze che si estendono oltre la banda ad altissima frequenza (VHF), i nuclei fatti di materiali magnetici ceramici non-conduttori chiamati ferriti sono comuni. Alcuni trasformatori a radio frequenza hanno pure dei nuclei

mobili (nuclei regolabili) che consentono di aggiustare il coefficiente di mutuo accoppiamento dei circuiti accordati a radio frequenza.

In pratica, il flusso aumenterebbe fino al punto in cui avviene la saturazione magnetica del nucleo, provocando uno smisurato aumento della corrente di magnetizzazione e un surriscaldamento del trasformatore. Tutti i trasformatori operativi devono pertanto funzionare con corrente alternata (o pulsante).

3.2.3 La scelta

In questo progetto il regolatore di carica è costituito da un trasformatore in ferrite ad alta frequenza che è stato pensato per essere utilizzato negli impianti fotovoltaici a isola dalla stessa azienda che ha costruito le Primordial Plantè. Lo scopo per cui è stato progettato è quello di semplificare la gestione dei flussi di potenza: dal pannello fotovoltaico verso la batteria. La

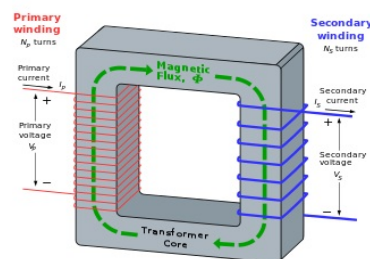


Figura 3.9: Trasformatore abbassatore: il numero di spire del primario è maggiore del numero di spire del secondario.

scelta di utilizzare un trasformatore ad alta frequenza anziché un convertitore step-down è stata determinata dal rapporto tra la tensione dei pannelli fotovoltaici e la tensione del pacco batterie. Tra i due elementi, il regolatore step-down registra un rendimento variabile che si aggira intorno al 99% e rispetta tale valore solo se il gap tra tensione dei pannelli e tensione delle batterie non risulta troppo elevato. Esso funziona in maniera ottimale fin tanto che si mantiene al massimo una proporzione di 1 a 3 tra la tensione delle batterie e quella dei pannelli. Quando tale rapporto non viene rispettato si possono registrare cali drastici di rendimento di trasformazione che

può scendere fino a 80%.

Il trasformatore ad alta frequenza invece, anche se presenta un rendimento inferiore a quello del convertitore step-down ma costante di circa 90-92% non ha perdite in termini di rendimento anche con un gap di tensione elevato ed è ideale per la modellazione dell'impianto progettato per Macerata.

Dato che, come detto prima, il trasformatore opera in corrente alternata, all'alimentazione segue un convertitore CC/CA, costituito da un H-Bridge (ponte ad H O INVERTER MONOFASE), che impiega interruttori statici (indicati con il simbolo dei Transistor), che trasforma la tensione filtrata in unonda quadra di frequenza elevata. Quest'ultimo viene connesso al circuito primario del trasformatore per alta frequenza che trasferisce l'onda quadra ad un secondo blocco, connesso al circuito secondario, di raddrizzamento e filtraggio, che fornisce in uscita la tensione continua.

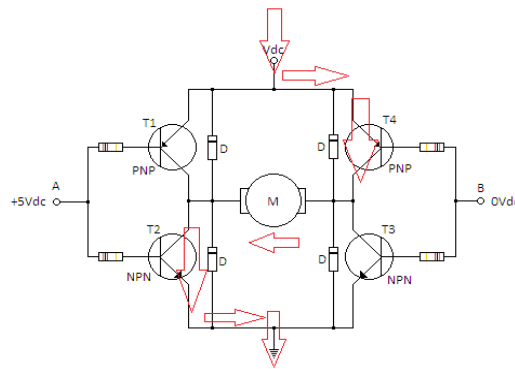


Figura 3.10: Circuito di un ponte ad H

Tale inverter H-Bridge è costituito da quattro interruttori e ogni interruttore del ramo dell'inverter è chiuso per un semiperiodo della frequenza d'uscita desiderata. Fissato il periodo della tensione, ogni mezzo periodo si comanda una commutazione e ciò permette di ottenere la forma d'onda quadrata della tensione. Tale meccanismo viene pilotato da un segnale PWM (modulazione della larghezza degli impulsi) parte del microcontrollore utilizzato che, mantenendo costante la frequenza, allarga o restringe il duty cycle dell'onda quadra in modo da stabilizzare la tensione di uscita.

La modulazione Pulse Width Modulation, così come suggerisce il nome, con-

siste nel generare un treno di impulsi di tensione di durata T_{on} variabile al fine di avere complessivamente in uscita una tensione media nel periodo di switching T_s anch'essa variabile e funzione del cosiddetto duty cycle $\frac{T_{on}}{T_s}$. Variando opportunamente T_{on} ed utilizzando frequenze di switching piuttosto elevate è possibile ottenere forme d'onda di tensione il cui contenuto armonico sia costituito da una spiccata componente fondamentale e da piccole componenti a frequenze multiple di quella di switching, risultando quest'ultime facilmente filtrabili.

Ne segue che un duty cycle del 50% corrisponde ad un onda quadra che assume valore alto per il 50% del tempo, un duty cycle dell'80% corrisponde ad un onda quadra che assume valore alto per l'80% del tempo e basso per il restante 20%, un duty cycle del 100% corrisponde ad un segnale sempre alto e un duty cycle dello 0% ad un segnale sempre basso. L'onda rettangolare in uscita da questo stadio è il segnale con cui vengono effettivamente pilotati gli switch del convertitore di potenza. Questa tecnica permette di modificare la velocità pur assicurando un rendimento energetico elevato.

Al circuito secondario viene connesso un raddrizzatore a ponte a diodi (ponte di Graetz), dispositivo usato per riconvertire la corrente alternata in corrente continua e quindi per raddrizzare il segnale alternato. Adottando quattro diodi disposti in configurazione a ponte di Graetz è possibile ottenere un segnale che è la somma di una semionda positiva più una semionda negativa capovolta (doppia semionda).

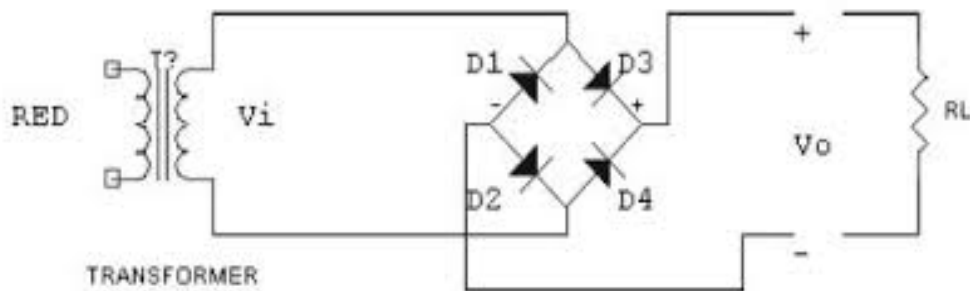


Figura 3.11: Circuito di un ponte a diodi connesso ad un trasformatore

Nello specifico, il ponte raddrizzatore effettua due passaggi importanti per modificare l'onda sinusoidale:

- quando tra il diodo D1 e il diodo D3 sarà presente la semionda positiva,

e tra il diodo D2 e il diodo D4 la semionda negativa, la tensione verrà raddrizzata dai diodi D2 e D3;

- quando tra il diodo D1 e il diodo D3 sarà presente la semionda negativa, e tra il diodo D2 e il diodo D4 la semionda positiva, la tensione verrà raddrizzata dai diodi D1 e D4.

Questo processo, sfruttando di conseguenza anche le semionde negative, porterà ad un aumento della frequenza.

Dall'uscita del ponte raddrizzatore si ricaveranno quindi solo le semionde positive con frequenza doppia, ma con valore medio della tensione inferiore. Infatti, anche se la frequenza di impulsi risulterà raddoppiata, tra una semionda e l'altra si troverà sempre un piccolo spazio di tempo in cui il livello dell'onda non sarà presente ed esso scenderà fino a raggiungere una tensione di 0 Volt circa, per poi risalire alla tensione ottimale. Questo fattore negativo può essere risolto con un condensatore elettrolitico, chiamato condensatore di livellamento, che ha il compito di eliminare le pulsazione della corrente alternata. Si tratta solo di apporre in parallelo alla tensione continua in uscita dal ponte raddrizzatore, un condensatore elettrolitico di capacità calcolata, in modo da aumentare il valore medio della tensione, ed eliminare il ronzio della tensione alternata. Il suo funzionamento infatti consiste nell'immagazzinare la corrente quando sarà presente un'onda positiva, e di restituirla al circuito quando l'onda tornerà a livello di 0 Volt. Quando il trasformatore fornisce un potenziale positivo, il ponte a diodi lascia passare una corrente che carica il condensatore fino al valore della tensione di picco, V_p . Dopo il picco, la tensione offerta dal trasformatore diminuisce e il condensatore comincia a scaricarsi sul carico (se presente). Quando $V < 0$, il diodo blocca il passaggio di corrente e sul carico giunge solo la differenza di potenziale ai capi del condensatore V_C in scarica. Quando V torna a crescere e diventa positiva (con flusso di corrente attraverso il diodo), fino ad intersecare la curva della tensione del condensatore V_C in un valore minimo di tensione V_{min} , il condensatore comincia a ricaricarsi fino a quando raggiunge di nuovo il picco V_p e il ciclo si ripete.

In questo modo la tensione ai capi del carico non diminuisce in modo drastico quando il diodo si blocca: alla V del trasformatore subentra V_C del condensatore, che è noto seguire la legge: $V_C = V_p e^{-t/\tau}$. Se la costante di tempo è $\tau \gg T$, la scarica è molto lenta e dunque la differenza di tensione tra il picco e il minimo $V_r = V_p - V_{min}$ detta ripple (tensione residua) è molto

piccola. In questo modo si è ottenuta una tensione pressoché continua, il cui valor medio è $\bar{V} = V_p - \frac{V_r}{2}$. Poiché si è supposto che la tensione ai capi del condensatore vari linearmente nel tempo durante la scarica, risulta $\frac{dv}{dt} = cost$; per la $I = C \frac{dv}{dt}$ anche la corrente che attraversa il condensatore è costante. Questa corrente I coincide con quella assorbita dal carico poiché i diodi sono interdetti. Indicando con ΔQ la carica di perdita nell'intervallo di tempo $\frac{T}{2}$ (periodo di tempo di scarica di un condensatore utilizzando un ponte a diodi anziché un semiponte) dal condensatore per fornire la corrente I al carico, risulta:

$$V_r = \frac{\Delta Q}{C} = \frac{I \frac{T}{2}}{C} = \frac{I}{2fC}$$

quindi :

$$\bar{V} = V_p - \frac{1}{4fC}$$

Oltre al condensatore di livellamento viene utilizzato anche un filtro (passa-basso, che taglia la frequenza di qualche Hz) di livellamento, che fa passare in uscita la componente a frequenza zero (cioè la continua) e elimina le componenti alternate.

3.3 Algoritmo di modellazione e controllo

Esistono varie tecniche per tracciare il massimo punto di potenza e in questo paragrafo saranno brevemente presentate per spiegare la scelta dell'algoritmo più performante con questo impianto.

Le caratteristiche I-V di un insieme fotovoltaico e il suo MPP (Massimo Punto di Potenza), cambia come conseguenza della variazione del livello di irradiazione e della temperatura del pannello che è in funzione del livello di irradiazione della temperatura dell'ambiente, dell'efficienza del meccanismo di scambio di calore e del punto operativo del pannello. Se un insieme fotovoltaico carica a stento un impianto di corrente continua o una batteria, chiaramente opera a un voltaggio fisso, l'energia estrapolata da esso è spesso sensibilmente inferiore al massimo che dovrebbe essere capace di produrre se operasse ad un voltaggio corrispondente all'MPP. Da qui è necessario tracciare continuamente l'MPP per poter massimizzare la potenza in uscita di un sistema FV per un determinato utilizzo. Il convertitore dc/dc o ac/dc ha di solito questo compito: l'abbinamento sorgente/carica che non assicura

il trasferimento della potenza massima alla carica a qualsiasi livello di irradiazione e temperatura, viene integrato da un convertitore interposto tra la fonte e la carica per regolarne l'erogazione di voltaggio tracciando l'MPP.

Il punto di massima potenza (MPPT) è stato utilizzato in diverse applicazioni. Tuttavia le tecniche (P&O) perturbazione ed osservazione e (INC) conduttanza incrementale sono largamente usate soprattutto nelle implementazioni a basso costo.

Nella sequenza questi due approcci all'MPPT sono brevemente descritti per sottolineare le loro differenze i loro vantaggi e svantaggi.

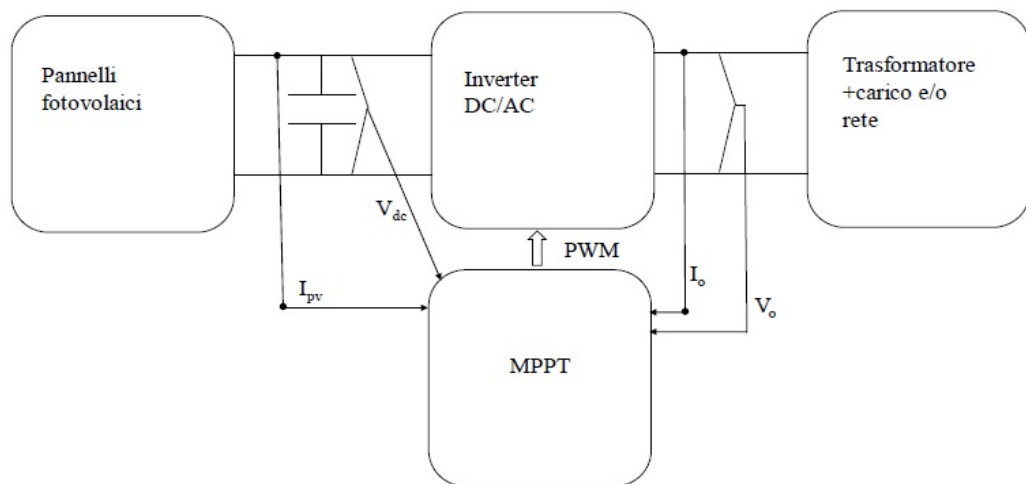


Figura 3.12: Schema di un impianto con controllo MPPT sull'inverter

L'algoritmo Perturbazione Osservazione-PO

Il metodo Perturbare e Osservare (P&O) è l'algoritmo più popolare appartenente alla classe delle tecniche MPPT diretti; si caratterizza per l'iniezione di una piccola perturbazione nel sistema, i cui effetti sono utilizzati per guidare il punto di lavoro verso l'MPP.

Il metodo P&O è basato sul seguente concetto: Il punto di lavoro FV è perturbato periodicamente cambiando la tensione ai terminali della sorgente FV, e dopo ogni perturbazione, l'algoritmo di controllo confronta i valori della potenza alimentata dalla sorgente FV prima e dopo la perturbazione. Se dopo la perturbazione la potenza FV è aumentata, ciò significa che il punto di lavoro è stato spostato verso il MPP; conseguentemente, la successiva per-

turbazione imposta alla tensione avrà lo stesso segno di quella precedente. Se dopo una perturbazione di tensione la potenza assorbita dal generatore FV diminuisce, ciò significa che il punto di lavoro è stato allontanato dal MPP. Pertanto il segno della perturbazione successiva di tensione viene invertita. Il convertitore di commutazione viene utilizzato per guidare la perturbazione della tensione di funzionamento del generatore fotovoltaico.

L'equazione generale che descrive l'algoritmo P& O è:

$$x_{((k+1)T_p)} = x_{(kT_p)} \pm x = x_{(kT_p)} + (x_{(kT_p)} - x_{((k-1)T_p)}) * \text{sign}(P_{(kT_p)} - P_{((k-1)T_p)})$$

dove Δx è l'ampiezza della perturbazione imposta x e T_p è l'intervallo di tempo tra due perturbazioni, x rappresenta la variabile che viene perturbata (ad esempio, il duty cycle) e P è la potenza estratta dal campo fotovoltaico.

La versione base dell'algoritmo P & O utilizza un'ampiezza passo fisso $x = |x_{(kT_p)} - x_{((k-1)T_p)}|$ che è selezionata sulla base delle prestazioni di trade-off tra tempo di salita transitorio e condizioni di stato stazionario. Quando il sistema si avvicina alla MPPT, la natura perturbante del P& O comporta oscillazioni in tutto il MPP le cui caratteristiche dipendono dal valore dei parametri $(\Delta x, T_p)$.

L'algoritmo P& O MPPT è largamente usato, dovuto alla sua facilità di implementazione.

Uninconveniente della tecnica P& O MPPT è che in stato di stabilità il punto operativo oscilla intorno all'MPP causando la perdita di una certa quantità di energia disponibile. Alcuni miglioramenti dell'algoritmo P& O sono stati suggeriti per poter ridurre il numero delle oscillazioni intorno all'MPP nello stato di stabilità, ma essi rallentano la velocità della risposta dell'algoritmo e causano quindi il cambiamento delle condizioni atmosferiche e diminuiscono l'efficienza dell'algoritmo durante le giornate nuvolose.

La tecnica di conduttanza incrementale-INC

L'algoritmo INC si basa sulla constatazione che nel MPP, si verifica la seguente condizione:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{dV * I}{dV} = 0$$

Rappresentando la dipendenza della corrente dalla tensione, è possibile esprimere una tale condizione come segue:

$$I + V \frac{dI}{dV} = 0$$

cosicchè la validità della prima condizione è equivalente a :

$$\frac{I}{V} = -\frac{dI}{dV}$$

Dato che $G = \frac{I}{V}$ (conduttanza) e $dG = \frac{dI}{dV}$ (conduttanza incrementale), al MPP, il valore assoluto della conduttanza deve essere uguale al valore assoluto della conduttanza incrementale.

Tale condizione è la base del metodo MPPT della conduttanza incrementale (INC) e viene verificata attraverso una misura ripetuta della conduttanza a due valori diversi dalla tensione, ma abbastanza vicini. Di conseguenza, il metodo richiede l'applicazione di una perturbazione ripetuta del valore di tensione, finché non si verifica la seguente condizione:

$$\frac{I_k}{V_k} = \frac{I_k - I_{k-1}}{V_k - V_{k-1}}$$

dove gli indici k e $k-1$ fanno riferimento a due campioni consecutivi della tensione e della corrente fotovoltaica.

Un aumento dell'8,4% nel FV prodotto da un sistema fotovoltaico equipaggiato con il metodo INC MPPT è rivendicato rispetto al metodo P O. La ragione di questo miglioramento è stato attribuito principalmente al fatto che il metodo INC è in grado di evitare qualsiasi ulteriore oscillazione del punto di lavoro quando è soddisfatta la condizione $\frac{I_k}{V_k} = \frac{I_k - I_{k-1}}{V_k - V_{k-1}}$. Di conseguenza, il metodo INC si comporta in modo simile a P O durante i transitori, ma è in grado di evitare la perdita di potenza in condizioni stazionarie perché rimane nel MPP salvo eventuali marchi di variabili esogene in cui non è più soddisfatta l'uguaglianza. Purtroppo, tale condizione vale solo per un sistema ideale, perché non è quasi mai verificata a causa di rumori ed effetti di quantizzazione, connessi al microcontrollore per mezzo del quale il metodo è implementato INC. Di conseguenza, il metodo continua a verificare la validità della $\frac{I_k}{V_k} = \frac{I_k - I_{k-1}}{V_k - V_{k-1}}$ anche in condizioni di irraggiamento stazionarie, in modo che il vantaggio teorico di INC sopra P O svanisce. La valutazione della condizione può essere utile per capire su quale lato della curva PV rispetto al MPP il punto di funzionamento attuale si trova. Infatti si ha:

$$\frac{1}{V} * \frac{dP}{dV} = \frac{I}{V} + \frac{dI}{dV} = G + dG$$

Ne consegue che, sul lato sinistro della curva PV rispetto alla MPP, $\frac{dP}{dV} > 0$

quindi $G + dG > 0$.

Di conseguenza, se la conduttanza è maggiore del valore assoluto della conduttanza incrementale, rispetto al punto di funzionamento ci si trova sul lato sinistro del MPP e quindi la tensione deve essere aumentata in modo da avvicinarsi al MPP. Allo stesso modo, se $G + dG < 0$, il punto di funzionamento attuale è ad una tensione superiore a quella del MPP e quindi la tensione deve essere ridotta per avvicinarsi al MPP. Tali informazioni non sono disponibili se si utilizza la tecnica P & O, quindi questo è un vantaggio garantito dal metodo INC.

La scelta: L'algoritmo a scansione

Per questo impianto fotovoltaico la scelta dell'algoritmo di controllo è stata fatta cercando di mantenere i pregi dagli algoritmi appena descritti e limitarne gli svantaggi. Si tratta di un algoritmo ibrido a Scansione che opera in intervalli di tempo prestabiliti e adotta sia il principio di funzionamento dell'algoritmo P & O che quello di un sistema fisso che ha una resa predefinita.

L'algoritmo P & O incrementa o decrementa periodicamente la corrente di riferimento sulla base della potenza di ingresso misurata e, se una data perturbazione del punto di lavoro porta ad una variazione della potenza di uscita del modulo fotovoltaico, la perturbazione successiva sarà generata nella stessa direzione della precedente se la variazione della potenza di uscita è stata positiva altrimenti sarà generata nella direzione opposta. Ma, come già accennato, l'algoritmo P & O crea inconvenienti a causa del cambiamento repentino del punto operativo e oltre al caso della variazione della velocità dell'MPPT che si ha soltanto nei giorni nuvolosi, c'è anche un problema più generale connesso alla scelta dell'intervallo T_p campione usato, che sorge perfino nei giorni di sole splendente, quando l'MPP si muove molto lentamente. Il campione dell'intervallo T_p dovrebbe essere regolato per evitare l'instabilità dell'algoritmo MPPT e per ridurre il numero di oscillazioni intorno all'MPP in uno stato di stabilità. Infatti considerando un pannello con un MPP fisso, se l'algoritmo esamina il voltaggio e la corrente del pannello troppo velocemente, è soggetto a possibili errori causati da un rapido passaggio del sistema (pannello PV + convertitore), quindi perde, anche se temporaneamente, la corrente MPP del pannello PV, che si trova nella fase di stabilità. Di conseguenza l'efficienza dell'energia decade, siccome l'algoritmo può essere confuso,

ed il punto operativo può essere instabile causando disordini. Per evitare ciò deve essere assicurato che dopo ogni perturbazione di ciclo stabilito, il sistema raggiunga lo stato di stabilità prima che la successiva misura del voltaggio e della corrente del pannello venga effettuata.

Per evitare tale inconveniente, il nuovo algoritmo a Scansione procede scansionando la curva di potenza del pannello fotovoltaico e cercando il massimo punto di potenza in tale curva per il quale si ottiene, quindi, il massimo rendimento e attesta, infine, il fattore di conversione della tensione dei pannelli e la tensione dell'accumulatore in quel punto mantenendolo per un tempo T_p fisso di 4-5 minuti in modo tale da mantenere il punto operativo stabile rispetto alla misurazione del MPP ed evitare la perdita di efficienza.

Grazie a tale meccanismo si registra un incremento della produzione energetica giornaliera di qualche punto percentuale.

3.4 L'accumulatore Planté-Primordial

L'energia ottenuta dal parco dei pannelli fotovoltaici, a questo punto, viene accumulata dall'accumulatore Planté Primordial. L'accumulatore Primordial è il frutto dello studio e della sperimentazione sull'invenzione del più antico tipo di batteria ricaricabile che nella seconda metà dell'Ottocento fu realizzata dal fisico francese Gaston Planté.

Questa tipologia di accumulatori inventata nel 1859 è ancora oggi il fulcro ed il sistema di accumulo più affidabile ed efficiente, negli impianti off-grid, chiamati anche impianti ad isola. Il più delle volte, in questa tipologia di impianti, costituiti generalmente da una fonte energetica di tipo fotovoltaico, gli accumulatori commerciali sono facilmente soggetti a deterioramento repentino, determinando il completo blackout dell'impianto nel giro di circa 5 anni. La Primordial perfeziona l'aspetto dell'efficienza dell'accumulatore al piombo-acido originario e offre risultati, su vari aspetti, mai raggiunti prima, garantendo, innanzitutto, una vita di progetto di circa 50 anni.

Di seguito vengono riportati gli aspetti innovativi che caratterizzano l'accumulatore Primordial:

- **Piastre**

Lo spessore delle piastre è di oltre 11 mm e conferisce una maggiore robustezza all'accumulatore in quanto il tempo di deterioramento del materiale, conseguente alla chimica utilizzata, aumenta proporzional-

mente. Tali piastre sono formate da piombo puro raffinato al 99,97% per garantire nel tempo la perfetta adesione delle materie attive al supporto, senza causarne il distaccamento e quindi la perdita di capacità che è molto più alta rispetto a quella registrata in accumulatori commerciali e può arrivare fino all'80-90%.

Cell Type	Capacity Ah 25°C	20 Hrs Ah	10 Hrs Ah	5 Hrs Ah	Charging Current A	Lead Weight Kg	Total Weight Kg	Qty. of acid lt
PL200R2	200	203	188	160	28	27	36	7
PL400R2	400	405	375	318	56	54	71	14
PL600R2	600	602	562	477	84	80	104	20
PL800R2	800	804	753	640	112	107	141	28

Figura 3.13: Capacità dell'accumulatore Primordial

- **Materie attive**

Differentemente dagli accumulatori al piombo di tipo commerciale che presentano uno strato di materie attive di circa 4 mm applicato in fase di produzione tramite il processo di pasting e curing della pasta catodica, nell'accumulatore Primordial le materie attive, con spessore di circa 0,1 mm, sono prodotte in loco, sulle piastre stesse, senza procedimenti chimici esterni. Le robuste piastre di piombo sono immerse in una soluzione solforica, e dopo circa 6 mesi di continui trattamenti galvanici, il piombo puro presenta la fioritura sulla propria superficie di uno strato di ossido di piombo (PbO_2) perfettamente legato a livello atomico con metallo sottostante costituente la materia attiva. Tale processo dà luogo ad un elettrodo duraturo e resistente ai cicli intensi che gli impianti off-grid richiedono per un buon funzionamento, e ad una maggiore efficienza visto lo strettissimo legame fisico che c'è fra la piastra di piombo e la materia attiva.

- **Separatori**

Le membrane che isolano tra loro le piastre di piombo negli accumulatori commerciali sono spesso la causa del corto circuito dell'accumulatore. Con il passare del tempo, infatti, a causa del processo chimico di elettrolisi, le piastre di piombo all'anodo (polo +) si deteriorano producendo polvere di piombo che inquina i pori della membrana fino a creare un ponte tra le piastre che causa l'arresto del funzionamento

per corto circuito. Tale separatori non sono presenti nelle Primordial (Planté stazionarie) per una specifica scelta della struttura interna dell'accumulatore, esse sono libere nell'elettrolita.

- **Elettrolita**

La densità dell'acido solforico presente è inferiore a quella degli accumulatori tradizionali, si presenta infatti in una percentuale minima, 10% anziché 37%, appunto per l'assenza di separatori, che contribuiscono ad innalzare la resistenza interna, e per la composizione della materia attiva che è più a stretto contatto con le piastre. Una concentrazione inferiore dell'elettrolita favorisce la longevità delle piastre e quindi dell'accumulatore in quanto esso risulta meno aggressivo sulle piastre.

I gas prodotti durante la fase di fine carica dell'accumulatore al piombo-acido possono essere smaltiti in due diversi modi:

- grazie ad una valvola che permette l'espulsione dell'idrogeno e dell'ossigeno direttamente nell'aria non provocando alcun tipo di inquinamento, il parco di batterie deve essere collocato in un locale che prevede un sistema di areazione che rimescola l'aria evitando così qualsiasi tipo di reazione chimica tra i due gas prodotti e con tale sistema l'elettrolita deve essere riequilibrato ogni anno con l'aggiunta di una quantità pari circa a 200 ml, per un accumulatore da 2V e 200Ah, di acqua distillata;
- se, invece, non si ha la possibilità di creare un sistema di areazione e il locale nel quale si prevede il posizionamento degli accumulatori è sigillato allora la tecnica cambia, infatti la valvola di sfiamamento prevede una membrana in grafite/ceramica ricoperta con uno strato di platino il quale catalizza la reazione chimica tra idrogeno e ossigeno trasformandoli in acqua che ricade all'interno dell'elettrolita e ristabilisce automaticamente l'equilibrio della percentuale acquosa.

- **Tensione di carica**

La figura seguente presenta il tipico andamento della tensione per la ricarica e lequizzazione degli elementi Planté: La tensione di fine carica di un elemento al piombo in fase di equalizzazione, che sfrutta la

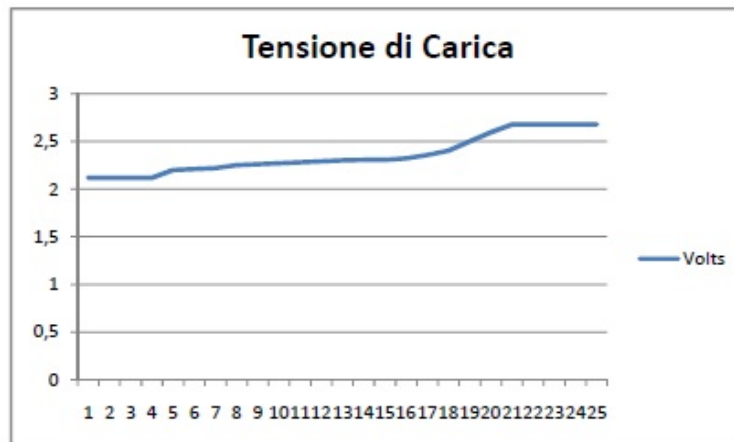


Figura 3.14: Tensione di carica

chimica piombo - acido solforico, deve essere indistintamente compresa fra 2,6 e 2,7V. Purtroppo sugli accumulatori commerciali spesso si ha la tensione di equalizzazione impostata a 2,4 - 2,5V, questo è necessario per preservare le sottili piastre dalla corrosione e quindi dalla distruzione dellelemento stesso. Tuttavia ciò crea altri problemi quali: la solfatazione delle materie attive, dovendo ricorrere a fastidiose e spesso inefficaci soluzioni come l'applicazione di desolfatori, e danno più grande, la stratificazione dellelettrolita, che comporta danni ancora più gravi della solfatazione.

L'accumulatore Planté della Primordial, avendo piastre molto spesse e con una purezza del piombo utilizzato molto alta, progettate sulle basi di progetti originali del suo inventore, risolve tutti questi problemi, proponendo un vero accumulatore al piombo degno del nome del suo inventore, Planté. Le soglie di fine carica così alte (a 2,7 V) garantiscono infatti una totale riconversione delle materie attive durante la ricarica e soprattutto, i gas che si sviluppano per il breve tempo in cui l'accumulatore è portato a quelle tensioni, garantiscono un rimescolamento idoneo dell'acido solforico, andando a risolvere in modo definitivo il problema della stratificazione dellelettrolita.

3.4.1 Utilizzi

Gli utilizzi di un Accumulatore Planté sono molteplici, ma principalmente se ne preferisce un impiego stazionario. Il maggiore utilizzo è mirato ad impianti

Fotovoltaici, Eolici e Idroelettrici, ma vengono largamente utilizzati anche in centrali elettriche, negli impianti telefonici e nell'alimentazione di motori elettrici industriali. Grazie alla tecnologia con cui questi accumulatori sono costruiti, l'utilizzo su un impianto Fotovoltaico, eolico o idroelettico, consente di risolvere in maniera permanente e definitiva il problema dell'accumulo che oggi affligge la tipologia degli impianti ad isola. La grande resistenza agli intensi usi ciclici che gli accumulatori Planté Primordial possono sopportare, ne fanno quindi il miglior accumulatore al mondo per gli impianti off-grid, dove l'accumulo di energia per il proprio fabbisogno energetico è il fulcro e quindi il cuore dell'impianto.

Gli accumulatori vengono forniti in elementi singoli da 2V da accoppiare in serie o parallelo per raggiungere tensione e capacità desiderate. La gamma di prodotti disponibili per elementi Planté da 2V sono i seguenti:

- 2V e 200Ah
- 2V e 400Ah
- 2V e 600Ah



Figura 3.15: Planté Primordial datasheet

3.5 L'inverter

In questo impianto il sistema di conversione della corrente, da continua in alternata, è descritto dall'apparato Hybrid Inverter costituito da un ponte ad H di IGBT, un trasformatore ad alta tensione e un filtro passa basso LC. La conversione da corrente continua in corrente alternata viene realizzata

tramite un ponte di conversione il quale utilizza dispositivi semiconduttori IGBT Insulated Gate Bipolar Transistor pilotati con sequenze di impulsi di comando controllati. La commutazione del ponte avviene ad una frequenza superiore di quella di rete (qualche decina di migliaia di Hz) mediante la tecnica PWM (Pulse Width Modulation) del microcontrollore che è un tipo di modulazione digitale che permette di ottenere una tensione media variabile dipendente dal rapporto tra la durata dell'impulso positivo e di quello negativo (duty-cycle). Tra microcontrollore e ponte di IGBT è interposto un driver che genera l'impulso di corrente di attivazione del gate ed è utilizzato per l'adeguato pilotaggio degli IGBT.

Il vantaggio di questa tecnica è di ridurre drasticamente la potenza dissipata dal circuito limitatore rispetto all'impiego di transistor controllati analogicamente. In un semiconduttore la potenza dissipata è determinata dalla corrente che lo attraversa per la differenza di potenziale presente ai suoi capi. In un circuito PWM il transistor in un istante conduce completamente, riducendo al minimo la caduta ai suoi capi, oppure non conduce, annullando la corrente, ed in entrambi i casi la potenza dissipata è minima.

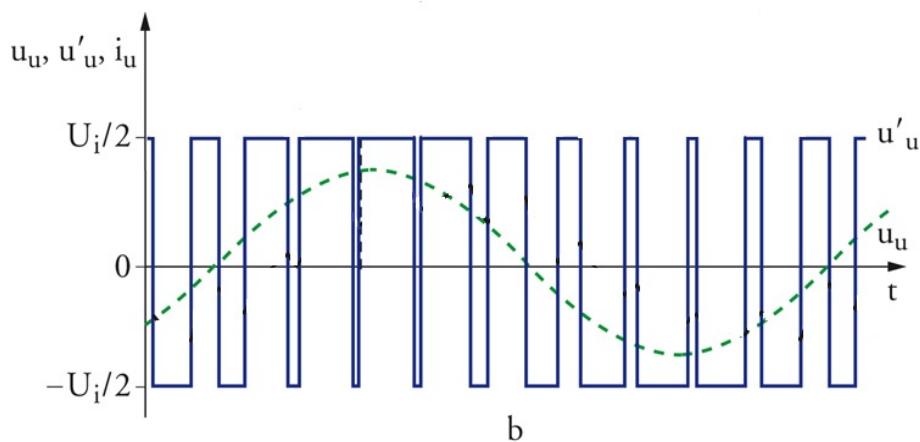


Figura 3.16: Pulse Width Modulation

Il ponte di IGBT, quindi converte la corrente da continua ad alternata. Quest'ultima scorre nel trasformatore elevatore ad alta frequenza (30 kHz) che riproduce il segnale in ingresso elevando la tensione da 48V a 310 Vp. Il trasformatore elevatore ad alta frequenza utilizzato nell' Hybrid Inverter propone una grande innovazione in quanto, diversamente dalla struttura degli inverter commerciali che ne prevedono il posizionamento prima del ponte di

conversione, viene posto successivamente a tale ponte, struttura, invece, prevista per l'inverter che adotta trasformatori in ferro-silicio a bassa frequenza ingombranti e molto pesanti. In questo modo si evita il possibile danneggiamento dei componenti attivi (IGBT) in quanto questi non subiscono gli spikes di tensione assorbiti dal trasformatore elevatore ad alta frequenza, molto robusto.

L'ultimo passaggio, prima di fornire la corrente alternata alle utenze, è quello di eliminare l'alta frequenza con un filtro passa basso LC che viene sintonizzato su una frequenza inferiore rispetto a quella da eliminare, che in questo caso è quella a 30 kHz, per cui la frequenza di taglio viene stabilita a 1 kHz. All'uscita del filtro si ottiene così una corrente alternata con una sinusoide pura a 50 Hz e 220 V RMS.

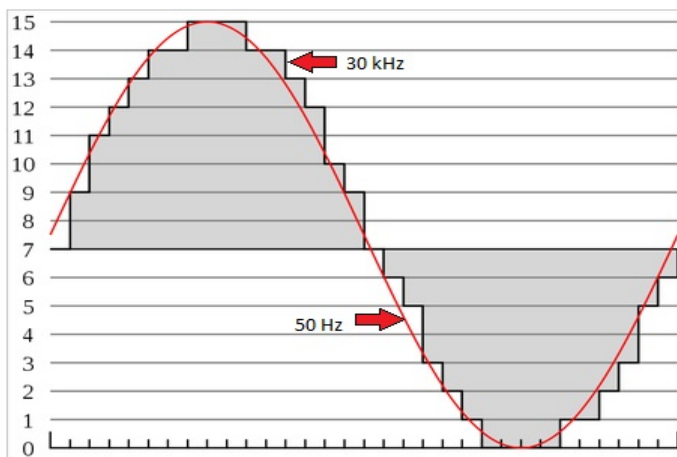


Figura 3.17: Filtraggio LC

Un'ulteriore considerazione è stata fatta sull'Hybrid Inverter riguardo alla sicurezza dell'impianto. Tale inverter bifase crea una fase e un neutro, così come avviene per i generatori della rete nazionale, con riferimento a terra del neutro e conseguente funzionamento del sistema salvavita che gestisce l'impianto in caso di dispersione di corrente e risolve il problema della sicurezza.

Capitolo 4

Dimensionamento dell'impianto di Macerata nelle Marche

Dopo avere largamente parlato degli elementi di un impianto fotovoltaico ad isola è giunto il momento di affrontare il dimensionamento dell'impianto passo per passo.

In questo capitolo le parti dell'impianto che verranno dimensionate, secondo il principio del bilanciamento energetico, sono il campo fotovoltaico e il sistema di accumulo. Esse rappresentano le parti principali dell'impianto fotovoltaico e, una volta fissate, determinano automaticamente le dimensioni del resto dei componenti. Nel corso di questo capitolo verrà descritto in tutte le sue parti il lavoro intrapreso a Macerata, nelle Marche, per la costruzione di un impianto fotovoltaico ad isola ibrido che prevede una connessione alla rete elettrica nazionale per sopperire alle situazioni di emergenza in cui il sistema fotovoltaico non riuscisse ad essere totalmente autonomo.

1. Il primo passo da fare è quello di calcolare il fabbisogno energetico giornaliero. L'impianto fotovoltaico va sempre dimensionato in funzione dell'utenza e del suo consumo, pertanto, considerando che il cliente ha bisogno di alimentare un edificio ad uso domestico e anche commerciale, in quanto la struttura prevede un locale adibito ad erboristeria, si ipotizza che il valore della energia dissipata in un giorno sia:

$$E \simeq 8[kWh]$$

2. Il secondo passo è quello di considerare il livello di irraggiamento solare globale medio mensile giornaliero che può essere ottenuto. Si prevede,

quindi, un massimo di 4 ore di irraggiamento pieno giornaliero nei mesi invernali e 8/9 ore di irraggiamento pieno giornaliero nei mesi estivi. L'impianto fotovoltaico verrà dimensionato rispetto al caso peggiore di irraggiamento solare e risulterà sovradimensionato per gli altri mesi. Bisogna sempre ricordarsi che il valore della radiazione è un dato probabilistico e non certo.

3. Dopo aver appreso il valore dalla radiazione nei mesi più sfavorevoli si passa a considerare il reale numero di kWh che devono essere prodotti in vista delle perdite di energia dovute alle varie trasformazioni che si hanno in tutto il sistema. Si prevede una perdita del 20-30% circa e pertanto si ipotizza che il parco pannelli debba produrre 10 kWh con a disposizione 4 ore di irraggiamento pieno giornaliero nei mesi invernali e quindi $\frac{10[kWh]}{4h} = 2,5kWp$.

Si considera, in aggiunta, anche l'ipotesi di un giorno di mal tempo nel quale è fortemente compromessa la produzione di energia fotovoltaica che cala fino ad arrivare al 10% equivalente a 250 Wp e 1 kWh, non sufficienti a soddisfare il fabbisogno energetico. Per riuscire a far fronte a tale eventualità, allora, si sceglie di raddoppiare il parco di pannelli in modo da riuscire a produrre una quantità di 5 kWp e $5kWp * 4h = 20kWh$.

4. Il passo successivo consta nel dimensionamento del banco di accumulo. Quello che in realtà interessa è dimensionare gli accumulatori in modo da utilizzare l'energia elettrica anche in condizioni sfavorevoli di irraggiamento e, quindi, rendere autonomo il sistema. In sostanza, se è stata una bella giornata, la batteria deve riuscire ad accumulare l'energia elettrica prodotta dal campo fotovoltaico per fornirla quando l'utenza ne ha bisogno, anche in condizione di assenza di irradiazione (ore notturne e condizioni di mal tempo). Quindi il banco di accumulo viene dimensionato affinché riesca ad accumulare circa 10 kWh. Per ottenere tale risultato si considera la messa in serie di 24 accumulatori Planté-Primordial da 2V e 200 Ah e si ottiene :

$$48V * 200Ah = 9,6kWh$$

.

Considerando la produzione di energia fotovoltaica in una condizione di 4 ore di irraggiamento pieno giornaliero nei mesi invernali si ottengono 20 kWh dei quali:

- 2 kWh vengono dissipati dall'impianto per far fronte alle perdite di energia dovute alle varie trasformazioni,
- 9,6 kWh vengono accumulati dal banco batterie,
- $\simeq 6kWh$ vengono dissipati dalle utenze durante le ore giornaliere,
- i restanti 2,4 kWh possono essere impiegati per la produzione di acqua calda.

Durante le ore notturne vengono prelevate dal banco di accumulo 2 kWh per completare il fabbisogno giornaliero dell'abitazione, quindi di scorta restano $9,6kWh - 2kWh = 7,6kWh$ i quali sono sfruttabili all'80% per garantire la durata delle batterie. Minore sarà la profondità di scarica, espressa in percentuale, della capacità nominale, maggiore sarà il numero di cicli effettuabili e quindi maggiore sarà la vita della batteria.

Gli accumulatori quindi assicurano un'autonomia di 6 kWh durante una possibile giornata di pioggia. Il rimanente quantitativo di energia può essere prelevato dalla produzione, seppur scarsa, dei pannelli che, come detto prima, hanno un rendimento del 10% in giornate di mal tempo e ,quindi, producono:

$$10\% * 5kWp = 500Wp$$

equivalenti a

$$500Wp * 4h = 2kWh$$

per un totale di

$$6kWh + 2kWh = 8kWh$$

Tuttavia l'abitazione di Macerata non dispone dello spazio sufficiente per l'installazione di 5 kWp di pannelli fotovoltaici. Per questo motivo si è scelto di installare pannelli fotovoltaici cilindrici ad inseguimento passivo che registrano una produzione superiore a quella dei pannelli tradizionali di circa 30-40% in quanto catturano la luce diretta, indiretta e diffusa a 360°. La capienza massima del tetto, su cui vengono installati i pannelli, è di $47m^2$ che corrisponde a 24 moduli per un totale di circa 4,2 kWp a cui si aggiunge il 30-40% e si arriva ad un totale di circa 6 kWp.

4.1 Soluzioni possibili al problema di scarica delle batterie: WEB SERVER MONITORING

Gli accumulatori Planté-Primordial garantiscono un'autonomia completa di una giornata di mal tempo. Nel caso in cui si debba far fronte ad un periodo di tempo superiore ad un giorno intero, in cui l'energia prodotta dal parco pannelli non sia sufficiente a ricaricare il banco di accumulo, o se, per qualsiasi altro motivo, non si riesca a produrre l'energia elettrica di cui si ha bisogno per alimentare l'impianto, si può provvedere alla ricarica programmabile da rete.

Il regolatore di carica, infatti, oltre alle normali funzioni, ha anche questo compito.

E' possibile accedere al servizio di Web Server Monitoring, che permette un monitoraggio in tempo reale dell'impianto, per impostare, tramite PC, da remoto, una ricarica, magari notturna (quando l'energia costa meno), dalla rete, nel caso in cui le batterie siano scariche. E' possibile, inoltre, settare un nodo di Kirchoff, in modo da creare un'immissione nell'inverter da rete, nel caso in cui la richiesta di energia sia superiore a quanto le batterie (magari scariche) possano fornire. Sotto una certa soglia di tensione degli accumulatori, il regolatore di carica interviene (senza noiosi switch di scambio) prendendo energia dalla rete nel caso in cui i pannelli non ne erogino abbastanza.

Il Web Server Monitoring è una scheda elettronica con microcontrollori che comunicano con il regolatore di carica e l'inverter e registrano, su un server appunto, tutti i dati dell'impianto che riguardano :

- la produzione energetica del parco dei pannelli fotovoltaici;
- il consumo effettivo di energia prelevata dal banco di accumulo;
- lo stato degli accumulatori in termini di tensione.

Grazie a questo servizio di monitoraggio è possibile, quindi, avere una gestione domotica dell'impianto che viene reso esattamente a misura del cliente.

Di seguito si propone il grafico ottenuto dal Web Server Monitoring che riguarda un impianto stand-alone con le stesse caratteristiche dell'impianto progettato per l'edificio di Macerata.

La curva rossa indica la tensione delle batterie e fa riferimento alla scala di valori di destra che va da 0 a 32 Volts.

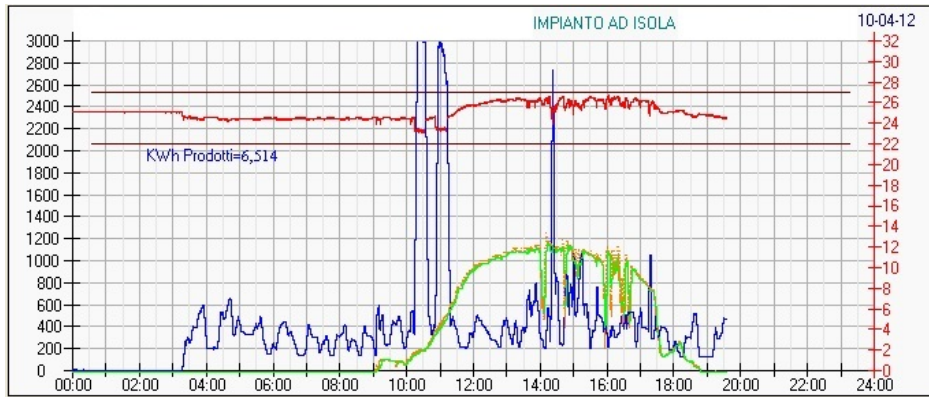


Figura 4.1: Grafico di un impianto ad isola ottenuto grazie al Web Server Monitoring

La curva blu indica l'utilizzo energetico prelevato dal banco di accumulo e fa riferimento alla scala di valori di sinistra che va da 0 a 300 Watt e alla scala di valori in basso che indica le 24 ore di una giornata.

Infine la curva verde indica la produzione del parco pannelli e fa, anche essa, riferimento alle scale espresse in Watt e in ore.

Capitolo 5

Conclusioni

In questo lavoro è stato impostato il progetto di un impianto fotovoltaico ad isola-ibrido in grado di alimentare un edificio ad uso domestico e commerciale nel cuore del centro storico di Macerata, nelle Marche. Tale impianto viene considerato innovativo per la scelta degli elementi che lo compongono. Si è definita l'architettura dell'impianto così composto: parco pannelli fotovoltaici, regolatore di carica, accumulatore e inverter, analizzando con maggiore attenzione i pannelli fotovoltaici cilindrici e gli accumulatori Planté-Primordial. Successivamente, dopo aver definito le specifiche di progetto, si è proceduto con il dimensionamento effettivo dell'impianto tenendo conto dei requisiti di irraggiamento che caratterizzano la zona e, in particolare, l'edificio senza tralasciare l'esigenza di rispettare una regolamentazione comunale atta alla salvaguardia paesaggistica della città e, nella fattispecie, del centro storico. La parte più importante del progetto è l'analisi degli accumulatori Planté-Primordial nei quali è perfezionata l'efficienza dell'accumulatore al piombo-acido originario, inventato nel 1859 dal fisico francese Gaston Planté, i quali offrono risultati innovativi garantendo, grazie a test sperimentali intrapresi nel Museo della Sapienza a Roma, innanzitutto una vita di progetto di 50 anni e un'alta efficienza e affidabilità.

La longevità di un sistema di accumulo che utilizza tali elementi si impone a garanzia della salvaguardia ambientale snellendo la tempistica di riciclo e conseguente smaltimento dei componenti non organici di tali accumulatori di circa 10 volte rispetto all'attività conseguente all'utilizzo di accumulatori commerciali di durata quinquennale.

Il sistema progettato può essere facilmente rapportato ad una richiesta di calibro aziendale per il sostentamento di carichi energetici superiori inclu-

dendo ulteriori sorgenti anche di diversa natura.

Potrebbe anche essere considerata l'opzione di creare un sistema che lavori in corrente continua, quindi senza la necessità di tanti elementi di trasformazione della corrente, in modo tale da poter creare un impianto dimensionato rispetto a questo parametro oppure gestire un sistema di ricarica di veicoli elettrici.

Bibliografia

Articoli

Balemi, Silvano. «Catena di simulazione MPPT, Specifiche». In: *Scuola universitaria professionale della Svizzera italiana - Dipartimento Tecnologie Innovative* (2012).

Femia, Nicola et al. *Power Electronics and Control Techniques for Maximum Energy Harvesting in Photovoltaic Systems*. CRC Press - Taylor & Francis Group.

Tesi di Laurea

Bregolin, Andrea. «RESS: Residential electric energy storage systems technical-economic consideration». Tesi di laurea mag. Università degli studi di Padova - Facoltà di ingegneria - Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica, 2011-2012.

Brivio, Claudio. «Off-Main-Grid PV Systems: Appropriate Sizing Methodologies in Developing Countries». Tesi di laurea mag. Politecnico di Milano - Facoltà di Ingegneria Industriale - Corso di Laurea in - Ingegneria Energetica, 2012-2013.

Crivelli, Alessandro Jared e Federico Jared Crivelli. «Procedura per la pianificazione energetica sia di sistemi connessi alla rete elettrica prevalente che di applicazioni in isola». Tesi di laurea mag. Politecnico di Milano - Scuola di Ingegneria Industriale e dell'Informazione - Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica, 2012 - 2013.

Davanzo, Enrico. «Batteries for energy storage: technologies and experimental tests - Efficiency analysis». Tesi di laurea mag. Università degli Studi di Padova - Scuola di Ingegneria - Dipartimento di Ingegneria dell'Informazione, 2012-2013.

Rodighiero, Federico. «Integrazione di elementi di accumulo energetico in convertitori per impianti fotovoltaici domestici». Tesi di laurea mag. Università degli Studi di Padova - Facoltà di Ingegneria - Corso di Laurea Magistrale in Ing. Elettronica, 2012–2013.

Pagine Web

ElettronicaInCorso.it. *Ponte raddrizzatore e diodo raddrizzatore*. URL: http://www.elettronicaincorso.it/ponte_raddrizzatore_e_diodo_raddrizzatore.html.

Primordial. *Planté Accumulators*. URL: <http://www.primordial.it/>.

— *Web server monitoring - platform solar*. URL: <http://www.primordial.it/>.

Solyndra. *Solyndra lancia una soluzione di generazione energetica unica per le serre*. URL: [http://ordinelatina.conaf.it/sites/ordinelatina.conaf.it/files/a%20\)%20Comunicazioni%20Aziendali%20-%20SOLYNDRA%20PANNELLI%20CILINDRICI.PDF](http://ordinelatina.conaf.it/sites/ordinelatina.conaf.it/files/a%20)%20Comunicazioni%20Aziendali%20-%20SOLYNDRA%20PANNELLI%20CILINDRICI.PDF).

Wikipedia. *Convertitore buck*. URL: https://it.wikipedia.org/wiki/Convertitore_buck.

— *Pulse-width modulation*. URL: https://it.wikipedia.org/wiki/Pulse-width_modulation.

— *Trasformatore*. URL: <https://it.wikipedia.org/wiki/Trasformatore>.