

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE CONVERTIDORES DC/DC
PARA INSTALACIONES BASADAS EN FUENTE
FOTOVOLTAICA

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Cabeza F., Francisco J.
para optar al título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2011

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE CONVERTIDORES DC/DC
PARA INSTALACIONES BASADAS EN FUENTE
FOTOVOLTAICA**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Chiara Boccaletti

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Cabeza F., Francisco J.
para optar al título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2011

DEDICA

*A mis padres,
que con su amor, apoyo y sabiduría
me guiaron hasta esta aquí*

RINGRAZIAMENTI

A *MIS PADRES*, sin ustedes esto no hubiese sido posible, siempre dándome apoyo, confianza y amor en los momentos más difíciles que viví a lo largo de estos años. Han dedicado los mejores años de sus vida sin cesar a mi formación como persona y ahora como profesional, continúan siendo para mí el ejemplo y la guía a seguir, TODO lo que puedo pedir lo consigo en ustedes dos.

A mi *HERMANITA*, te quiero un mundo, siempre con la palabra exacta y en el momento exacto para seguir adelante, gracias Neska!!!

Grazie mille alla PROF. CHIARA BOCCALETTI per aver accettato di fare questa tesi sotto la sua direzione. Il suo sostegno, la fiducia nel mio lavoro e la capacità di guidare le mie idee è stato un contributo prezioso nello sviluppo di questa tesi.

Al grupo *EUROBUILDING* por brindarme la ayuda económica que ayudaron a crear las bases fundamentales para mi desarrollo profesional.

A mis Tios, primos y demás familiares que siempre estuvieron pendiente de mí en cada instante y apoyándome con lo que tuviese en sus posibilidades. En especial a mi Tío *JESUS CABEZA*, por ayudarme a encontrar lo que hacía falta para poder iniciar mis estudios en Roma y por cada mensaje de texto alentándome a seguir adelante.

A mi otra familia en Italia, los eternos Via Enea: *RENI* no hay palabra que pueda expresar mi agradecimiento hacia ti, un ser humano especial que no se encuentra en todos lados, MIL GRACIAS por todos los consejos, *MI NEGRA* por “ubicarme” cuando me estresaba y ayudarme a “filtrar” eso que me hacía mal, también por soportar todo mis fastidios y por último a *JACO*, gracias por tu amistad incondicional. Ustedes 3 han sido los mejores coinquilinos que tendré! Ed approfitto l’opportunità per ringraziare a *ALESSANDRA*, la nostra coinquilina di 3 mesi però quello è stato sufficiente per conoscerti e sapere che sei bravissima.

SUSANA, la palabra perfecta sería **GRACIAS**: por ayudarme a seguir adelante en la etapa final de este ciclo, cada consejo justo cuando lo necesitabas, eres una excelente persona. *CHRISTIAN* por tu disponibilidad en todo momento, por cada ayuda brindada. *MARCEL*, por tu permanente disposición y desinteresada ayuda. Ustedes 3 me dieron lecciones de amistad.

MI COMA por tu presencia incondicional. *ANA*, por el apoyo en todo momento y por decirme que todo siempre va a estar bien. *GIORGIA* por tus valiosas sugerencias *VALERIA* por tu disposición.

JOSE, CYNTHIA, RICHARD Y JESUS por todos los momentos que pasamos en Roma llenos de alegría y vivencias que jamás se olvidan.

CARLOS un hermano que nunca tuve, un amigo incondicional, gracias por el continuo y afectuoso aliento. *RITCELYS* por cada consejo sabio, lleno de cariño, comprensión y constante estímulo. Ustedes junto a *LUISANA* y *ARGENIS*, me enseñaron que la amistad no tiene frontera.

JONNATHAN por enseñarme a enfrentar los obstáculos con alegría y por tu generosa amistad. *MAY* Gracias por escucharme y por tus inteligentes consejos. *GABRIELA* y *DAYE* de forma incondicional, entendieron mis ausencias y mis malos momentos.

Quisiera también agradecer a aquellas personas que estando en Venezuela o Italia aportaron su grano de arena: Chiara, Javier, Cecilia, Joshua, Ramón, Andrea, Luis, Paola, Ronald, María Cristina, Simón, Emelys, Irán, Daniel, Elyka, Gabo, Eliana y Angela.

Para finalizar, a mi prima **FLOR**, mil gracias por todo!

Francisco José Cabeza Flores

**ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE CONVERTIDORES DC/DC
PARA INSTALACIONES BASADAS EN FUENTE
FOTOVOLTAICA**

Tutor académico: Prof. Chiara Boccaletti. Tesis. Caracas. UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institucion: Università di Roma La Sapienza. 2011. Hojas 153.

Palabras Claves: Convertidores DC-DC; Convertidores Bidireccionales; Energía Renovables; Sistema Stand-Alone Fotovoltaico; Almacenamiento Híbrido.

Resumen. Debido al creciente interés a nivel mundial en la producción de fuentes de energía renovable, existe un gran esfuerzo en la búsqueda del mejoramiento del funcionamiento de los convertidores de potencia. En este trabajo especial de grado se implementó un sistema para el cálculo de las pérdidas de convertidores de potencia de un sistema stand-alone fotovoltaico acoplado a un sistema de almacenamiento híbrido con baterías electroquímicas y supercondensadores. Para ello se utilizó una arquitectura DC-Bus centralizado y se desarrolló un modelo de simulación en el dominio del tiempo en el ambiente Software Simulink[®], obteniéndose eficiencias superiores al 97% en dos tipos de convertidores DC-DC bidireccionales, tales como: Step-Down y Buck-Boost. Se pudo notar también que la arquitectura utilizada es adecuada para instalaciones fotovoltaicas in presencia de acumulación híbrida. Los resultados obtenidos se verificaron con los encontrados en literatura mostrando gran similitud.

INDICE

DEDICA.....	iv
RINGRAZIAMENTI.....	v
RESUMEN.....	vii
INDICE.....	viii
INDICE FIGURE.....	xii
INDICE TABELLE.....	xvi
INTRODUZIONE.....	1
CAPITOLO I.....	4
IMPIANTI PER LA PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI.....	4
1.1 Premessa.....	4
1.2 Solare Fotovoltaico.....	5
1.2.1 La Radiazione Solare.....	5
1.2.2 Effetto Fotovoltaico.....	8
1.3 Eolico.....	11
1.3.1 Descrizione della tecnologia.....	11
1.3.2 Tipologie di funzionamento.....	12
1.3.2.1 Generatori ad asse orizzontale.....	12
1.3.2.2 Generatori ad asse verticale.....	13
1.3.3 Parametri per stimare la potenza di un impianti eolico.....	14
1.3.4 La velocità del vento.....	16
1.4 Celle a Combustibile.....	17
1.4.1 Descrizione della tecnologia.....	17
1.4.2 Principi di funzionamento.....	18
1.4.3 Tipi di celle.....	20
1.4.3.1 Celle a combustibile AFC.....	21
1.4.3.2 Celle a combustibile PEM.....	21
1.4.3.3 Celle a combustibile PAFC.....	22

1.4.3.4 Celle a combustibile MCFC.....	22
1.4.3.5 Celle a combustibile SOFC.....	23
1.5 Biomassa	24
1.5.1 Definizione di biomassa e tecnologia connesse	24
1.5.2 Caratteristiche delle biomassa.....	25
1.5.3 Impianti per la combustione della biomassa	26
1.6 Possibili architetture degli impianti basati su fonti di energie rinnovabile.....	28
1.6.1 Architettura AC-Bus Centralizzato	28
1.6.2 Architettura AC-Bus Distribuito	29
1.6.3 Architettura DC-Bus Centralizzato	30
1.7 Architettura proposta del sistema ibrido	30
CAPITOLO II	32
IMPIANTI FOTOVOLTAICI	32
2.1 Tecnologia Fotovoltaica.....	32
2.1.1 La Cella Fotovoltaica	32
2.1.2 Il modulo fotovoltaico.....	33
2.1.3 Tipi di Moduli Fotovoltaici.....	36
2.1.3.1 Pannelli Fotovoltaici in silicio amorfo	36
2.1.3.2 Pannelli Fotovoltaici in silicio multicristallino o monocristallino	39
2.1.3.3 Pannelli Fotovoltaici a film sottile	41
2.1.4 Il Generatore Fotovoltaico	42
2.2 Struttura e tipologie degli impianti	43
2.2.1 Impianti Fotovoltaici “Grid Connected”	45
2.2.2 Impianti Fotovoltaici “Stand Alone”	46
2.3 Criteri di dimensionamento di un impianto fotovoltaico	48
2.3.1 L’energia raccolta dai moduli FV	49
2.3.2 Verifica della idoneità del sito	49
2.3.3 Quantificazione del fabbisogno giornaliero di energia	49
2.3.4 Scelta dell’inclinazione dei moduli.....	50
2.3.4.1 L’influenza dell’angolo di azimut.....	50
2.3.4.2 L’influenza dell’angolo di tilt	51
2.3.4.3Effetto dell’ombreggiamento tra file di moduli	52

2.3.5 Valutazione delle perdite di impianto	53
2.3.6 Calcolo della potenza dell'inverter	53
2.4 Impatto Ambientale.....	54
CAPITOLO III	58
SISTEMI DI ACCUMULO PER FONTI RINNOVABILI	58
3.1 Batterie	58
3.1.1 Principio di funzionamento.....	58
3.1.2 Principali tipologie di batterie.....	59
3.1.2.1 Batterie al Nichel-Cadmio.....	59
3.1.2.2 Batterie nichel-metallo idruro	60
3.1.2.3 Batterie agli ioni di litio	61
3.1.2.4 Batteria sodio-cloruri metallici	61
3.1.2.5 Batterie al piombo	62
3.1.3 Batterie piombo-acido.....	63
3.1.3.1 Principali campi di applicazione delle batterie piombo-acido	63
3.1.3.2 Tipologie costruttive	64
3.1.3.3 Meccanismi di danno e fattori di stress.....	66
3.2 Supercondensatori	72
3.2.1 Fenomeno fisico.....	72
3.2.2 Gestione dei flussi di potenza	79
3.2.3 Differenze tra supercondensatori e batterie.....	80
CAPITOLO IV	82
CONVERTITORI DC/DC NEGLI IMPIANTI BASATI SU FONTI RINNOVABILI	82
4.1 Componenti elettronici di potenza	82
4.2 Convertitori DC-DC.....	88
4.2.1 Principi di Commutazione	90
4.2.1.1 La legge d'induttanza.....	90
4.2.1.2 Trasformatore ideale	91
4.2.1.3 Pulse-Width Modulation (PWM).....	92
4.3 Tipologie dei Convertitori DC-DC	94

4.3.1 Convertitore Buck	95
4.3.2 Convertitore Boost	99
4.3.3 Convertitore Buck-Boost	103
4.4 Convertitori Bidirezionali	108
4.5 Perdite ed efficienza dei Convertitori DC-DC	110
CAPITOLO V	114
SIMULAZIONE DEL FUNZIONAMENTO DEI CONVERTITORI	
DC/DC E CALCOLO DELLE PERDITE	114
5.1 Premessa.....	114
5.2 Modelli circuitali dei convertitori DC/DC	115
5.2.1 Convertitore DC-DC Bidirezionale Supercondensatori.....	115
5.2.1.1 Funzionamento di carica dei supercondensatori.....	116
5.2.1.2 Funzionamento di scarica dei supercondensatori.....	118
5.2.2 Convertitore DC-DC Bidirezionale Batterie.....	120
5.2.3 Convertitore DC-DC Bidirezionale Panelli Fotovoltaici	121
5.3 Schemi Simulink dei convertitori DC/DC	123
5.3.1 Schema Simulink Convertitore DC-DC Bidirezionale	
Supercondensatori.....	124
5.3.2 Schema Simulink Convertitore DC-DC Bidirezionale Batterie.....	125
5.3.3 Schema Simulink Convertitore DC-DC Bidirezionale	
Panelli Fotovoltaici	126
5.4 Calcolo delle Perdite ed efficienza dei convertitori DC/DC	128
5.4.1 Risultati simulazione convertitore DC-DC bidirezionale	
Supercondensatori.....	135
5.4.2 Risultati simulazione convertitore DC-DC bidirezionale Batterie	138
5.4.3 Risultati simulazione convertitore DC-DC bidirezionale Panelli	
Fotovoltaici	141
5.5 Confronto di risultati ottenuti nella simulazione con IGBT reale.....	144
CONCLUSIONI	147
BIBLIOGRAFIA	149
SITOGRAFIA	153

INDICE FIGURE

Fig. 1.1 Densità di potenza della radiazione solare.....	6
Fig. 1.2 Cella fotovoltaica e modulo fotovoltaico.....	8
Fig. 1.3 Drogaggio con atomi di fosforo, boro e silicio.....	9
Fig. 1.4 Conversione della radiazione solare in energia elettrica	9
Fig. 1.5 Elementi principali di un aerogeneratore.....	12
Fig. 1.6 Generatori eolici ad asse orizzontale	13
Fig. 1.7 Generatori eolici ad asse verticale	14
Fig. 1.8 Ostruzione del vento generata da un edificio o da un albero di altezza H.....	16
Fig. 1.9 Celle a Combustibile.....	17
Fig. 1.10 Schema di una singola cella a combustibile	18
Fig. 1.11 Principio di funzionamento della cella a combustibile.....	20
Fig. 1.12 Possibile suddivisione delle modalità di produzione di energia da biomasse.....	27
Fig. 1.13 Architettura AC-Bus Centralizzato.....	28
Fig. 1.14 Architettura AC-Bus Distribuito.....	29
Fig. 1.15 Architettura DC-Bus Centralizzato.....	30
Fig. 1.16 Architettura proposta del sistema ibrido.....	31
Fig. 2.1 Schema di una cella fotovoltaica	32
Fig. 2.2 Modulo Fotovoltaico	34
Fig. 2.3 Grafico I-V di un modulo fotovoltaico	35
Fig. 2.4 Panelli Fotovoltaici in silicio amorfo	37
Fig. 2.5 Panelli Fotovoltaici in silicio monocristallino	39
Fig. 2.6 Panelli Fotovoltaici in silicio multicristallino.....	40
Fig. 2.7 Panelli Fotovoltaici a film sottile.....	41
Fig. 2.8 Il Generatore Fotovoltaico	43
Fig. 2.9 Impianti Fotovoltaici “Grid Connected”.....	46
Fig. 2.10 Impianti Fotovoltaici “Stand Alone”	47

Fig. 2.11 L'influenza dell'angolo di azimut.....	50
Fig. 2.12 L'influenza dell'angolo di tilt.....	51
Fig. 2.13 Effetto dell'ombreggiamento tra file di moduli.....	52
Fig. 3.1 Accumulatore al piombo.....	59
Fig. 3.2 Diagramma di Ragone che mostra le proprietà energetiche e di potenza dei diversi dispositivi	72
Fig. 3.3 Fenomeno del doppio strato di carica.....	76
Fig. 3.4 Fenomeno che si tiene vicino alla superficie di carbonio.....	77
Fig. 3.5 Gestione dei flussi di potenza nei Supercondensatori	79
Fig. 4.1 Lo schema e andamento corrente vs tensione del diodo	83
Fig. 4.1a Andamento del diodo nel caso di carico resistivo	83
Fig. 4.1b Andamento del diodo nel caso di carico ohmico-induttivo	84
Fig. 4.2 Lo schema e l'andamento del tiristore.....	84
Fig. 4.3 Tipi di Transistori	86
Fig. 4.4 Scelta tra MOSFET e IGBT	87
Fig. 4.5 Rapporto tra tensione e corrente nella induttanza.....	91
Fig. 4.6 Schema del convertitore dc-dc ideale	91
Fig. 4.7 Schema del trasformatore ideale.....	92
Fig. 4.8 PWM per un Duty Cycle di 25% e 50%	93
Fig. 4.9 Convertitore Buck.....	95
Fig. 4.10 Le due configurazioni del convertitore Buck: stato "on" e stato "off".....	96
Fig. 4.11 Forme d'onda di corrente e tensione in funzione del tempo, in un convertitore buck in funzionamento continuo.....	97
Fig. 4.12 d'onda di corrente e tensione in funzione del tempo, in un convertitore Buck funzionante in modo discontinuo.....	98
Fig 4.13 Andamento delle tensioni e delle correnti di uscita normalizzate	99
Fig. 4.14 Convertitore Boost.....	99
Fig 4.15 Le due configurazioni del convertitore Boost: stato "on" e stato "off".....	100
Fig. 4.16 Forme d'onda della corrente e della tensione in un convertitore boost, operante in modo continuo.....	100

Fig. 4.17 Forme d'onda della corrente e della tensione in un convertitore boost, operante in modo discontinuo	103
Fig. 4.18 Convertitore Buck-Boost (tipologia invertente)	104
Fig 4.19 Le due configurazioni del convertitore Buck-Boost: stato "on" e stato "off"	104
Fig. 4.20 Forme d'onda della corrente e della tensione in un convertitore Buck-Boost, operante in modo continuo.....	105
Fig. 4.21 Forme d'onda della corrente e della tensione in un convertitore Buck-Boost, operante in modo discontinuo	107
Fig. 4.22 Tipologia del Convertitore Bidirezionale Buck-Boost	109
Fig. 4.23 Convertitore Buck con interruttore ideale	110
Fig. 4.24 Andamento della tensione V_s del convertitore Buck con interruttore ideale	111
Fig. 5.1 Circuito Elettrico dello step-down dei Supercondensatori	116
Fig. 5.2 Circuito Elettrico Buck-Boost delle batterie.....	120
Fig. 5.3 Circuito elettrico Buck-Boost per i Pannelli Fotovoltaici	121
Fig. 5.4 Circuito elettrico dei convertitori DC/DC accoppiati al DC-Bus	123
Fig. 5.5 Schema Simulink Buck-Boost per i supercondensatori.....	124
Fig. 5.6 Schema Simulink del convertitore step-down Bidirezionale per le batterie.....	125
Fig. 5.7 Schema Simulink Buck-Boost per i pannelli fotovoltaici	127
Fig. 5.8 Schema Simulink blocco perdite di potenza condensatori e induttanze	128
Fig. 5.9 Schema Simulink blocco perdite IGBT	129
Fig. 5.10 Schema Simulink interno blocco perdite IGBT.....	130
Fig. 5.11 Schema Simulink blocco perdite diodo	131
Fig. 5.12 Schema Simulink interno blocco perdite diodi.....	131
Fig. 5.13 Schema Simulink batterie con blocchi di perdite	132
Fig. 5.14 Schema Simulink supercondensatori con blocchi di perdite	133
Fig. 5.15 Schema Simulink pannelli fotovoltaici con blocchi di perdite	133
Fig. 5.16 Schema Simulink segnale di conduzione IGBT	134

Fig. 5.17 Schema Simulink segnale di conduzione diodi	134
Fig. 5.18 Corrente IGBT convertitore DC/DC supercondensatori	136
Fig. 5.19 Perdite di Potenza IGBT convertitore DC/DC supercondensatori	136
Fig. 5.20 Perdite di Potenza diodi convertitore DC/DC supercondensatori	137
Fig. 5.21 Perdite di Potenza totali convertitore DC/DC supercondensatori	138
Fig. 5.22 Corrente IGBT convertitore DC/DC batterie.....	138
Fig. 5.23 Perdite di Potenza IGBT convertitore DC/DC batterie	139
Fig. 5.24 Perdite di Potenza diodi convertitore DC/DC batterie.....	140
Fig. 5.25 Perdite di Potenza totali convertitore DC/DC batterie.....	140
Fig. 5.26 Corrente IGBT convertitore DC/DC batterie.....	141
Fig. 5.27 Perdite di Potenza IGBT convertitore DC/DC pannelli fotovoltaici	142
Fig. 5.28 Perdite di Potenza diodi convertitore DC/DC pannelli fotovoltaici	142
Fig. 5.29 Perdite di Potenza totali convertitore DC/DC pannelli fotovoltaici	143

INDICE TABELLE

Tabella 1. Confronto dei vari tipi di batterie.....	63
Tabella 2. L'effetto dei meccanismi di stress sui meccanismi di invecchiamento indicato con i colori verde (nessun effetto), giallo (effetto medio) o blu (effetto forte).....	71
Tabella 3. Evoluzione delle caratteristiche dei supercondensatori Maxwell	74
Tabella 4. Confronto tra diversi sistemi di accumulo	81
Tabella 5. Caratteristiche dei semiconduttori.....	87
Tabella 6. Parametri convertitori Buck-Boost supercondensatori	125
Tabella 7. Parametri convertitori Buck-Boost batterie	126
Tabella 8. Parametri convertitori Buck-Boost pannelli fotovoltaici	127
Tabella 9. Miglioramento del tempo di simulazione	128
Tabella 10. Perdite ed efficienza convertitori DC/DC	143

INTRODUZIONE

Negli ultimi anni le energie rinnovabili hanno conosciuto un notevole sviluppo, e la ricerca ad esse legata ha ricevuto un grandissimo impulso. Le motivazioni sono da ricondurre a due aspetti socio-economici che coinvolgono sia le imprese che i singoli individui: il continuo aumento del prezzo del petrolio e la sua poca disponibilità a livello mondiale e l'inquinamento dovuto all'effetto serra provocato dallo sfruttamento degli idrocarburi.

In particolare, l'incremento del prezzo del petrolio ha spinto verso lo sfruttamento di altre fonti di energia, in quanto i costi di queste ultime, rapportati ai costi dell'energia prodotta dagli idrocarburi sono diventati competitivi. Inoltre, si riduce la quantità di anidride carbonica (CO₂) prodotta, ritenuta la principale responsabile dell'effetto serra.

In funzione delle fonti di energia cosiddette rinnovabili si sono successivamente sviluppate delle applicazioni dell'ingegneria. Tra le maggiormente diffuse si possono citare gli impianti fotovoltaici, gli impianti eolici e gli impianti a biomasse, mentre tra le più innovative (meno consolidate) si possono citare le celle a combustibile.

Per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici, essi hanno lo scopo di produrre energia elettrica convertendo la luce del sole in elettricità. L'energia da fonte solare è promettente in termini di sicurezza e sostenibilità ambientale, però ha alcuni svantaggi legati principalmente al suo carattere intermittente. Inoltre, l'energia elettrica generata da fonti energetiche rinnovabili è instabile per natura, producendo così un effetto dannoso per la rete di distribuzione. Questo fatto stimola la ricerca sui

sistemi di immagazzinamento dell'energia per agevolare il flusso di potenza attiva sulla rete di utilizzazione. In molti casi, ad integrazione del sistema fotovoltaico viene aggiunta un'ulteriore fonte di energia rinnovabile, in altri casi si ricorre ai cosiddetti sistemi ibridi.

Le batterie elettrochimiche sono tradizionalmente usate come accumulatori, ma per raggiungere l'autonomia spesso è necessario sovradimensionarle, e questo purtroppo aumenta il costo e le dimensioni del sistema globale. In aggiunta, possono essere utilizzati dei supercondensatori come una fonte di energia che supporta il sistema nelle fasi di richiesta di potenza.

Come conseguenza dell'interesse crescente a livello mondiale nella produzione di energia da fonti rinnovabili, c'è ovviamente una rinnovata attenzione alle interfacce elettroniche idonee per tali fonti energetiche. Anche se spesso è possibile collegare l'energia da fonte rinnovabile direttamente all'elemento di accumulo, utilizzando un convertitore elettronico di potenza come interfaccia si possono migliorare le prestazioni del sistema.

Lo scopo di questa tesi è implementare un sistema autonomo fotovoltaico con un sistema di accumulo ibrido, cioè associando batterie elettrochimiche e supercondensatori, con l'obiettivo di analizzare l'efficienza dei convertitori DC/DC utilizzati come interfaccia nel sistema di immagazzinamento e nei pannelli fotovoltaici. Il lavoro proposto si articola come segue:

Nel Capitolo I viene offerta una breve panoramica sugli impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, approfondendo in particolare il solare fotovoltaico, l'eolico, le biomasse e le celle a combustibile.

Nel Capitolo II vengono esaminati più nel dettaglio gli impianti con pannelli fotovoltaici, identificandone le principali caratteristiche, illustrandone il dimensionamento e discutendone l'impatto ambientale.

Nel Capitolo III viene offerta una panoramica sui sistemi di accumulo di energia elettrica per fonti rinnovabili usati in questo lavoro di tesi: le batterie e supercondensatori.

Nel Capitolo IV vengono presentati i convertitori DC/DC idonei per l'applicazione considerata (impianti basati su fonti rinnovabili, ed in particolare su fonte fotovoltaica) che sono stati considerati per la simulazione.

Nel Capitolo V sono illustrati il modello circuitale del funzionamento dei convertitori DC/DC (incluso il modello delle perdite), la sua implementazione nel software di simulazione (schema Simulink), i risultati della simulazione, ed infine un confronto con valori ottenuti da datasheet di componenti reali e con la letteratura per la verifica dei risultati ottenuti.

CAPITOLO I

IMPIANTI PER LA PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI

1.1 Premessa

Le fonti rinnovabili di energia sono abbondanti, diffuse, non inquinanti e disponibili localmente. Si sviluppano direttamente o indirettamente dal sole e includono luce, calore e vento. Possono essere utilizzate per produrre calore direttamente e senza processi di conversione, o essere convertite in elettricità.

Le tecnologie basate su energie rinnovabili che utilizzano il sole direttamente sono:

- Pannelli solari che assorbono il calore dal sole per produrre acqua calda
- Pannelli fotovoltaici, che utilizzano la luce solare per produrre elettricità

Le tecnologie basate su energie rinnovabili che utilizzano il sole indirettamente sono:

- Turbine eoliche che convertono il movimento in elettricità. Il vento è il movimento dell'aria dovuto a alle differenze di temperatura (termiche), quali le differenze esistenti tra mare e terra.
- Biomassa, derivante da coltivazioni agricole che hanno bisogno di luce solare per crescere e che vengono bruciate per produrre calore.
- Pompe di calore, che concentrano il calore assorbito dall'aria, dalla terra e dall'acqua in estate per fornire riscaldamento agli edifici in inverno.

Nelle energie rinnovabili sono anche da inserire le celle a combustibile, in quanto possono essere considerate come delle applicazioni indirette a fonti di energie rinnovabili.

Le fonti d'energia rinnovabile sono una autentica sfida per il futuro. Da esse dipende la nostra capacità di affrancarci dalla dipendenza dal petrolio e da altre fonti energetiche, ormai sempre più scarse e costose. Attivare l'energia che proviene dal sole o dal vento o dal sottosuolo, può aiutare molto a ridurre le emissioni di gas serra e altri agenti inquinanti. Taluni impianti a ridotto inquinamento possono derogare dalle normative di riferimento.

La costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili - compresi gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi - sono soggetti a procedure differenziate a seconda della tipologia e della potenza.

Le diverse tecnologie, relative alle fonti rinnovabili di energia, vengono brevemente descritte qua sotto.

1.2 Solare Fotovoltaico

1.2.1 La Radiazione Solare

La radiazione solare è l'energia elettromagnetica emessa dai processi di fusione dell'idrogeno (in atomi di elio) contenuto nel sole.

L'energia solare che in un anno, attraverso l'atmosfera, giunge sulla terra è solo circa 1/3 dell'energia totale intercettata dalla terra al di fuori dell'atmosfera e di essa il 70% cade sui mari. Tuttavia la rimanente energia che in un anno cade sulle terre emerse è pari ad alcune migliaia di volte il consumo totale energetico mondiale attuale.

L'irraggiamento (flusso solare o densità di potenza della radiazione solare) raccolto fuori dall'atmosfera su una superficie perpendicolare ai raggi solari è detta costante solare ed è pari a 1353 W/m^2 , variabile durante l'anno del $\pm 3\%$ a causa dell'ellitticità dell'orbita terrestre.

Nella Fig. 2.1 si riporta l'andamento dell'irraggiamento, rilevato al di fuori dell'atmosfera, durante un anno.

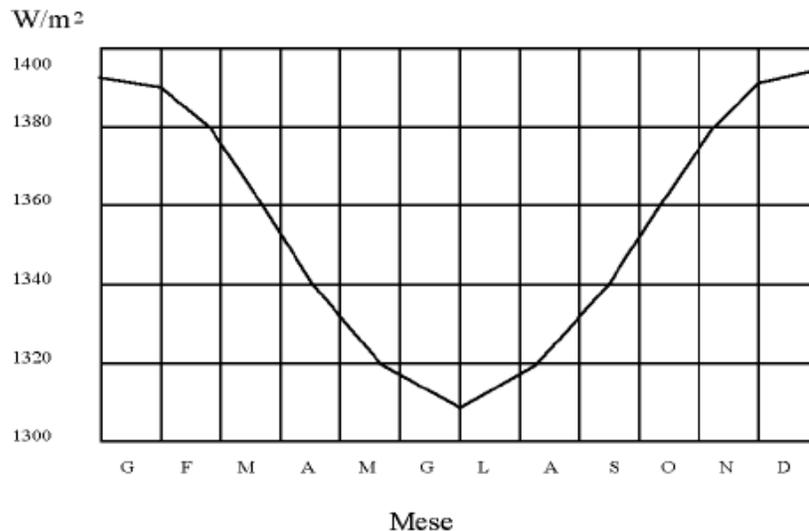


Fig. 1.1 Densità di potenza della radiazione solare

Il valore massimo misurato sulla superficie terrestre invece è di circa 1000 W/m^2 , in condizioni ottimali di sole a mezzogiorno e giornata estiva serena.

La radiazione solare che raggiunge la superficie terrestre si distingue in *diretta* e *diffusa*. Mentre la radiazione diretta colpisce una qualsiasi superficie con un unico e ben preciso angolo di incidenza, quella diffusa incide su tale superficie con vari angoli.

Occorre ricordare che quando la radiazione diretta non può colpire una superficie a causa della presenza di un ostacolo, l'area ombreggiata non si trova completamente oscurata grazie al contributo della radiazione diffusa. Questa osservazione ha rilevanza tecnica specie per i dispositivi fotovoltaici che possono operare anche in presenza di sola radiazione diffusa.

Una superficie inclinata può ricevere, inoltre, la radiazione riflessa dal terreno o da specchi d'acqua o da altre superfici orizzontali, tale contributo è chiamato albedo.

Al variare della località, inoltre, varia il rapporto fra la radiazione diffusa e quella totale e poiché all'aumentare dell'inclinazione della superficie di captazione diminuisce la componente diffusa e aumenta la componente riflessa, l'inclinazione che consente di massimizzare l'energia raccolta può essere differente da località a località.

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 infatti massimizza la radiazione solare captata ricevuta nella giornata e l'inclinazione pari alla latitudine rende minime, durante l'anno, le variazioni di energia solare captate dovute alla oscillazione di $\pm 23.5^\circ$ della direzione dei raggi solari rispetto alla perpendicolare alla superficie di raccolta.

1.2.2 Effetto Fotovoltaico

La conversione fotovoltaica (PV) è il modo più diretto per la produzione di energia elettrica della radiazione solare, questa tecnologia genera corrente elettrica a corrente continua dai semiconduttori quando sono colpiti dai fotoni. L'elettricità è proporzionale alla luce ricevuta dai semiconduttori. Il fotovoltaico è considerato generalmente come un metodo costoso di produzione dell'elettricità. Tuttavia, nelle situazioni di off-grid il fotovoltaico è molto spesso la soluzione più economica per fornire il servizio richiesto di elettricità. Questi dispositivi inoltre sono conosciuti come celle solari (Fig. 1.2).

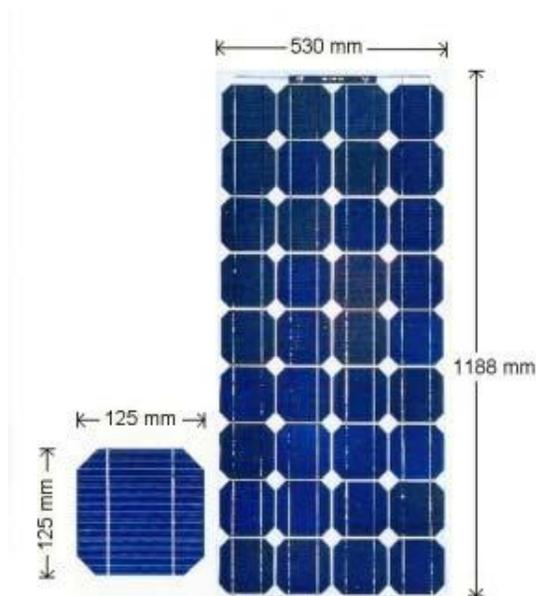


Fig. 1.2 Cella fotovoltaica e modulo fotovoltaico

La conversione fotovoltaica della luce in energia elettrica avviene sfruttando le proprietà di alcuni materiali semiconduttori, in primo luogo il silicio. Nei legami atomici del silicio ogni atomo mette in comune ad un altro atomo uno dei suoi quattro elettroni di valenza, appartenenti alle orbite più esterne, raggiungendo così l'ottetto e la massima stabilità possibile della configurazione cristallina. Gli elettroni appartenenti invece alle orbite interne sono legati più fortemente al nucleo e non partecipano alla conduzione elettrica.

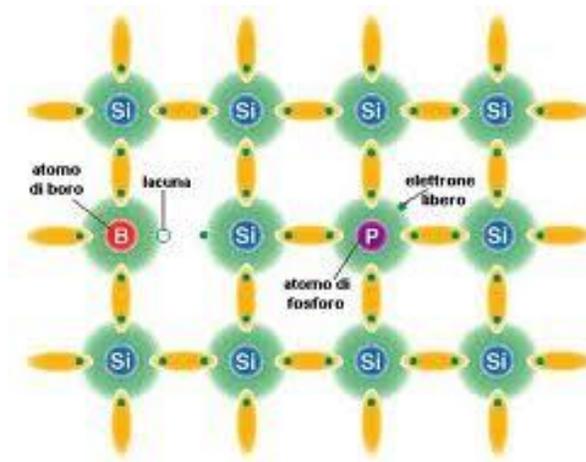


Fig. 1.3 Drogaggio con atomi di fosforo, boro e silicio

Nel fotovoltaico si mettono a contatto due elementi di silicio drogati uno con fosforo e l'altro con boro. Poiché questi posseggono rispettivamente un atomo in più ed uno in meno del silicio nella banda di valenza, una energia sufficiente consente il trasferimento di elettroni dall'una all'altra parte, e ciò consente il trasferimento dell'energia elettrica: di fatto, dal punto di vista circuitale una cella fotovoltaica è un diodo di grande superficie, che esposto alla radiazione solare si comporta come un generatore di corrente.

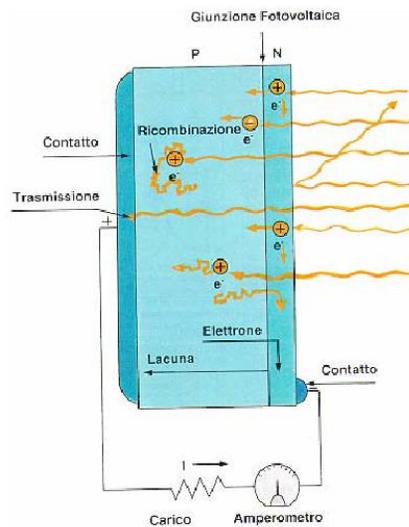


Fig. 1.4 Conversione della radiazione solare in energia elettrica

Quando una giunzione è colpita da un flusso luminoso, l'energia associata a tale flusso è in grado di liberare un certo numero di coppie elettrone/lacuna negli atomi di silicio che intercettano i fotoni con energia sufficiente, in questa maniera si sfruttano solo una parte dello spettro solare e la parte eccedente costituisce un surplus che va inevitabilmente perduto, cioè trasformato in calore. Ciò comporta che le celle fotovoltaiche in silicio presentano un limite teorico di rendimento pari al 28%.

L'efficienza di conversione delle celle fotovoltaiche in silicio però diminuisce notevolmente anche per altri fattori oltre al non totale sfruttamento di tutta la gamma di lunghezze d'onda della luce solare, che principalmente sono:

- perdita per parziale *riflessione* dei fotoni incidenti sull'elettrodo frontale.
- perdita per *ricombinazione* di alcune coppie elettrone-lacuna prima che queste possano essere separate dal campo elettrico interno alla giunzione; queste perdite dipendono principalmente dal grado di purezza del silicio.
- parte dell'energia potenziale delle coppie elettrone-lacuna risulta insufficiente per la conversione in energia elettrica e viene persa.
- i *contatti* elettrici non sono mai perfetti, e quindi implicano sempre che una ulteriore parte di energia elettrica venga dissipata inutilmente.

Questo comporta che i moduli fotovoltaici in commercio presentano efficienze di conversione comprese tra 11 e 17 % per i moduli in silicio.

Le celle solari sono impacchettate nei moduli che contengono un certo numero di cellule, secondo l'applicazione, collegate in serie o in parallelo (commercialmente è più comune la connessione in serie). La struttura modulare ha due scopi: proteggere le celle fotovoltaiche dall'ambiente esterno e produrre una tensione più alta rispetto una cella. Infine il modulo ha spesso una struttura che rende più facile il trasporto e la

manutenzione. Il modulo produce corrente continua che è trasformata tipicamente in corrente alternata da un apparecchio elettronico denominato inverter.

1.3 Eolico

1.3.1 Descrizione della tecnologia

L'utilizzo del vento per creare energia è una tecnologia che risale ai tempi dei mulini a vento, in cui la forza del vento veniva utilizzata direttamente nel muovere le macine del mulino e quindi per frantumare il grano o per muovere pompe per l'estrazione di acqua da pozzi (questi impianti sono anche detti *aeromotori*). Più recentemente l'energia contenuta dal vento e quindi dalle masse d'aria in movimento, è trasformata in energia elettrica (attraverso degli *aerogeneratori*) e quindi utilizzata a distanza rispetto al luogo di produzione.

Per ottimizzare l'estrazione di questa energia in base alle caratteristiche dei venti presenti in un certo sito, sono stati sviluppati modelli di aerogeneratori di diversa dimensione (da quelli di dimensioni più piccole di pochi metri di diametro, fino a quelli di dimensioni più grandi di oltre 100 metri di altezza) e di diversa tipologia di funzionamento.

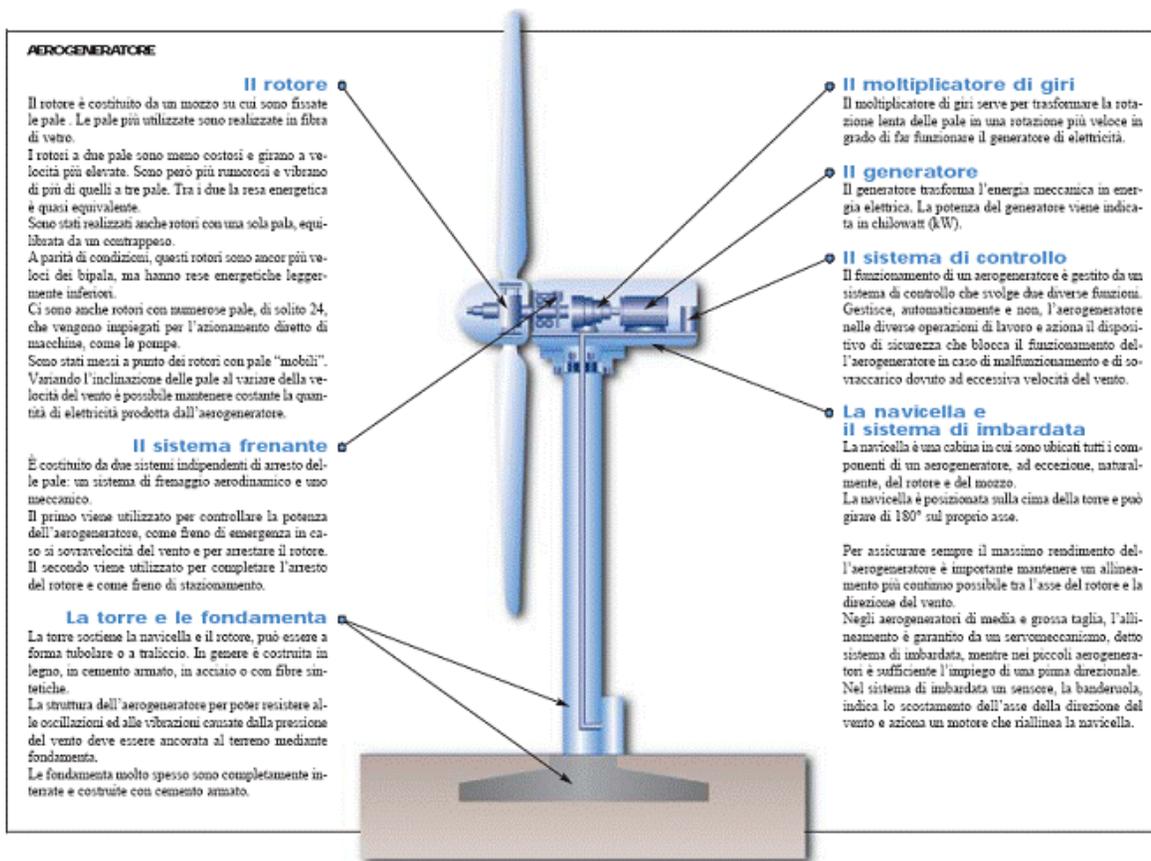


Fig. 1.5 Elementi principali di un aerogeneratore

1.3.2 Tipologie di funzionamento

Le tipologie di funzionamento degli impianti eolici sono principalmente due:

1.3.2.1 Generatori ad asse orizzontale

Sono i generatori simili ai mulini a vento, in cui la variabile principale, oltre alla dimensione, è il numero di pale, che possono essere una, due, tre e più (fino a 24). Al crescere del numero di pale diminuisce la velocità di rotazione ed aumenta il rendimento (e generalmente cresce il prezzo). Le turbine più diffuse sono i generatori ad asse orizzontale con tre pale. Questo sembra essere il miglior compromesso tra

coppia motrice (più uniforme con sollecitazioni minori e quindi di durata maggiore) ed energia prodotta.

Il principio fisico che muove le pale nei generatori ad asse orizzontale è lo stesso che permette agli aeroplani di rimanere in volo. Davanti e dietro la pala si crea una differenza di pressione, dovuta al suo particolare profilo (analogo a quello di un'ala di aeroplano) e al moto dell'aria, questa differenza di pressione ha come risultante una pressione che muove il rotore.

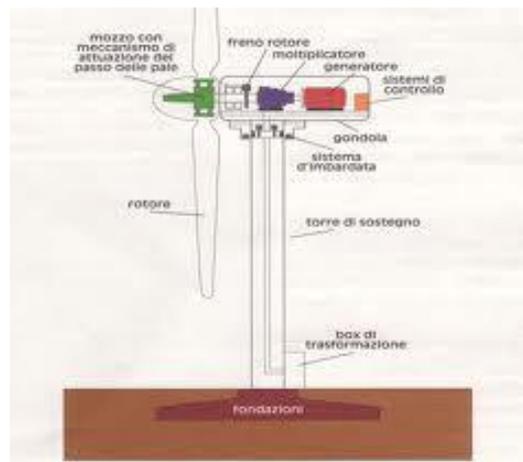


Fig. 1.6 Generatori eolici ad asse orizzontale

1.3.2.2 Generatori ad asse verticale

Ne esistono due versioni, una con pale più vicine all'asse di rotazione (Savonius) ed uno con pale più distanti (Darrieus). La macchina Savonius ha un rendimento globale molto basso (20% dell'energia posseduta dal vento) lavora bene con venti deboli e il suo rendimento crolla con venti forti, ma è molto robusta e ha una forte coppia di spunto che ne consente l'avviamento con venti debolissimi. La macchina Darrieus è caratterizzata da grande semplicità di costruzione e da alto rendimento che si attesta intorno al 40% dell'energia del vento e riesce a combinare i vantaggi della macchina Savonius e delle pale aerodinamiche delle macchine ad asse

orizzontale. Il regime di rotazione è molto elevato mentre la coppia di spunto molto bassa non permette a questa tipologia di macchine di avviarsi spontaneamente.

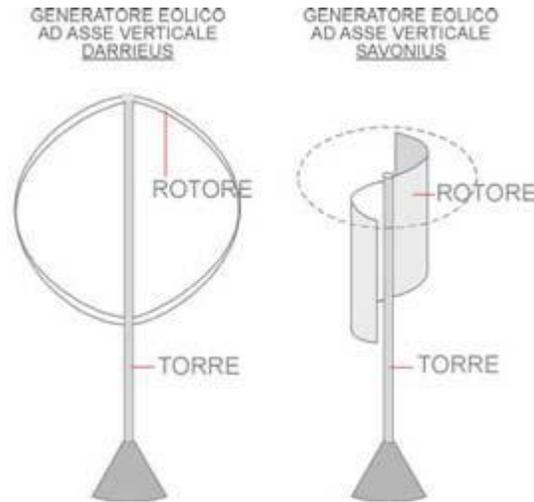


Fig. 1.7 Generatori eolici ad asse verticale

1.3.3 Parametri per stimare la potenza di un impianti eolico

La potenza estraibile da una turbina eolica può essere descritta dalla seguente equazione:

$$P = \frac{\rho}{2} C_p h A v^3$$

dove:

P = potenza espressa in W

ρ = densità della massa d'aria espressa in kg/m^3 [in generale dell'ordine di 1,19 kg/m^3]

C_p = coefficiente di potenza massimo di una turbina ideale ad asse orizzontale, [pari a

$16/27 \sim 0.593$]

h = efficienza meccanica ed elettrica della turbina [dato del produttore]

A = area circolare spazzata dalle pale del rotore ed attraversata dalla massa d'aria espressa in m^2 [dato del produttore]

v = velocità della massa d'aria indisturbata, prima del passaggio attraverso le pale, espressa in m/s [dato da ricavare da studi]

Pertanto tanto maggiore sarà la velocità del vento tanto maggiore sarà la potenza prodotta dalla turbina.

Il primo parametro fondamentale per stimare la potenza di un impianto è quindi la velocità del vento. Questa infatti è indice della forza disponibile e quindi della capacità di compiere lavoro e di produrre energia da parte del vento.

È stato dimostrato teoricamente (Albert Betz) che solo una parte, pari a circa il 59,3% della potenza posseduta dal vento può essere assorbita dal rotore (che è proprio il coefficiente di potenza massimo). Per fissare intuitivamente questo concetto basta pensare che per cedere tutta la sua energia il vento dovrebbe, infatti, ridurre a zero la sua velocità immediatamente alle spalle del rotore (creando così la massima differenza di pressione). Questo creerebbe l'assurdo di una massa in movimento prima e di una massa d'aria perfettamente immobile immediatamente dopo l'attraversamento nelle pale. In realtà il vento, passando attraverso il rotore, subisce un rallentamento e cede parte della sua energia cinetica; questo rallentamento avviene in parte prima e in parte dopo il rotore.

Altro parametro fondamentale per valutare la potenza dell'impianto è la grandezza delle pale e quindi dell'area circolare spazzata dalle pale "A", tanto più sono grandi le pale tanto più crescerà la potenza producibile dalla turbina. E' quindi chiaro che se sono necessarie grandi potenze le dimensioni dell'impianto devono necessariamente essere maggiori. Gli impianti eolici di taglia media hanno pale delle dimensioni di 40 – 50 metri, tuttavia per integrare il fabbisogno energetico di una piccola impresa possono essere sufficienti piccoli rotori con un diametro di circa 8 metri in grado di generare potenze da 15 a 20 kW.

I due parametri caratteristici da considerare, quindi, sono *la velocità del vento e la dimensione delle pale*.

1.3.4 La velocità del vento

Il vento, a differenza del sole, non ha “fasi” orarie e stagionali altrettanto facili da rivedere e da misurare. La sua variabilità è certamente elevata ed ha una forte dipendenza, soprattutto ad altezze non elevate, dall’orografia del terreno.

Pertanto per determinare con più precisione la potenza media estraibile da un impianto è utile svolgere delle campagne di misura sul posto, in alternativa esistono in internet studi molto utili per avere una stima della velocità media annuale di una determinata area geografica; tuttavia ogni sito può essere sottoposto a schermature naturali o artificiali (simile al caso di un’ “ombra” per i pannelli solari) che possono alterare la velocità del vento locale, pertanto è importante verificare con attenzione l’ubicazione dell’impianto.

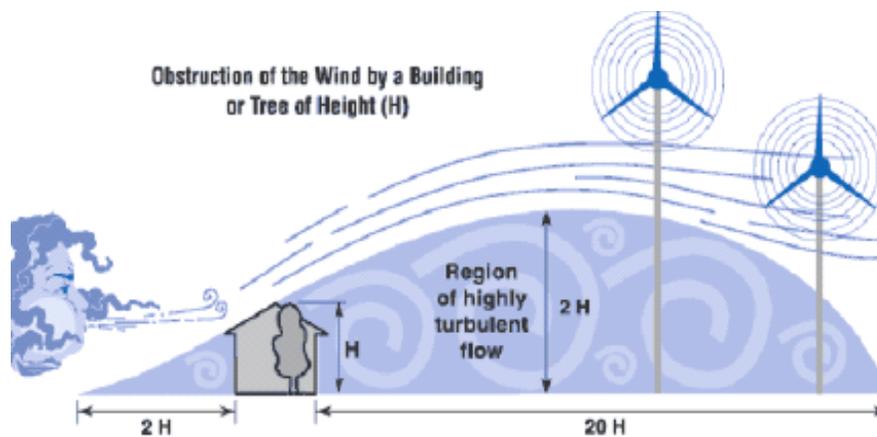


Fig. 1.8 Ostruzione del vento generata da un edificio o da un albero di altezza H

In generale, infatti, le macchine eoliche funzionano entro parametri minimi e massimi della velocità del vento:

- possono essere avviati con vento variabile da 2 a 4 m/s (velocità di cut-in);

- quando il vento raggiunge velocità di 10-14 m/s (velocità di taglio o nominale), entra in funzione un dispositivo di controllo della potenza;
- vengono messe fuori servizio quando la velocità del vento supera i 20-22 m/s (velocità di cut-off).

1.4 Celle a Combustibile

1.4.1 Descrizione della tecnologia

Dalle comuni pile elettriche, le celle a combustibile si differenziano in quanto sono basate su una reazione di combustione controllata, in cui il combustibile è idrogeno (H_2) e il comburente è ossigeno (O): il prodotto finale è acqua (H_2O). Gli elettrodi, l'anodo e il catodo, sono immersi in un elettrolita che può essere di vario tipo (acido fosforico, da carbonati fusi, da ossidi solidi ceramici, ecc.). L'erogazione di energia elettrica prosegue finché la cella a combustibile viene alimentata con il combustibile all'anodo e con un comburente al catodo. I due reagenti non entrano in contatto direttamente fra loro, ma attraverso la mediazione dell'elettrolita.

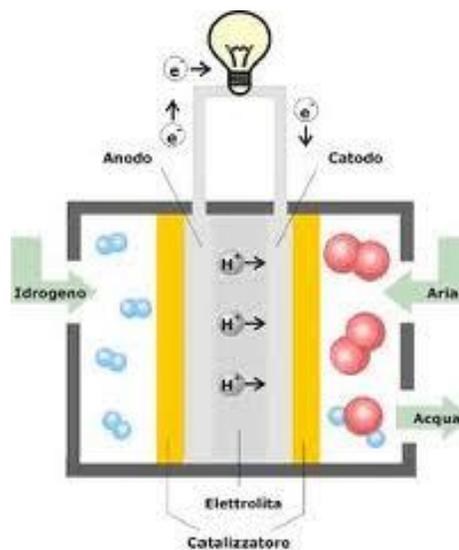


Fig. 1.9 Celle a Combustibile

Gli impianti completi sono formati, oltre che dalla cella, da un sistema (reformer) per produrre idrogeno che si ricava a partire dai vari tipi di combustibili a disposizione (gas naturale, biogas, ecc.). Accanto al vantaggio di sfruttare praticamente tutti i combustibili in modo pulito, le celle a combustibile ne offrono altri, quali l'estrema varietà di potenza installabile (da qualche kW fino a 100 MW), la minima rumorosità e l'eccellente efficienza energetica. Occorrono comunque ancora alcuni miglioramenti tecnologici per rendere le celle a combustibile economicamente competitive con le tradizionali fonti di energia.

1.4.2 Principi di funzionamento

La struttura di una cella a combustibile è molto semplice: essa è composta di tre strati sovrapposti. Il primo strato è l'anodo, il secondo è l'elettrolita e, il terzo, il catodo. L'anodo e il catodo servono da catalizzatori, mentre lo strato intermedio consiste in una struttura di supporto che assorbe l'elettrolita. Nei vari tipi di celle a combustibile vengono usati differenti elettroliti; alcuni di questi sono liquidi, altri solidi e altri ancora hanno struttura membranosa.

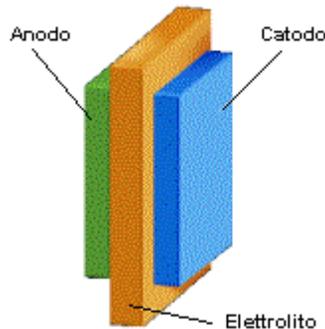


Fig. 1.10 Schema di una singola cella a combustibile

Poiché una singola cella genera una tensione molto bassa, per ottenere tensioni maggiori, diverse celle vengono impilate. Una pila di questo genere è chiamata “stack”.

Una cella a combustibile inverte questo processo e unisce i due componenti producendo acqua. In questo processo viene liberata la stessa quantità di energia elettrica che è stata impiegata per la decomposizione, almeno teoricamente, perché in realtà un po' di energia va dispersa a causa di altri processi fisico-chimici.

Nell'idrogeno è quindi immagazzinata energia elettrica o, in altre parole, l'idrogeno è un gas che consente l'accumulo di energia elettrica che può essere liberata con l'uso di una cella a combustibile. Nel processo di ricomposizione dell'acqua si usa normalmente l'aria, quindi l'ossigeno puro non deve essere immagazzinato.

Inoltre, il tipo di elettrolita di una queste celle possono essere:

- Idrossido di Potassio (KOH),
- Acido Fosforico (H₃PO₄)

Il combustibile può essere fornito come:

- Idrogeno puro,
- Gas naturale,
- Metanolo

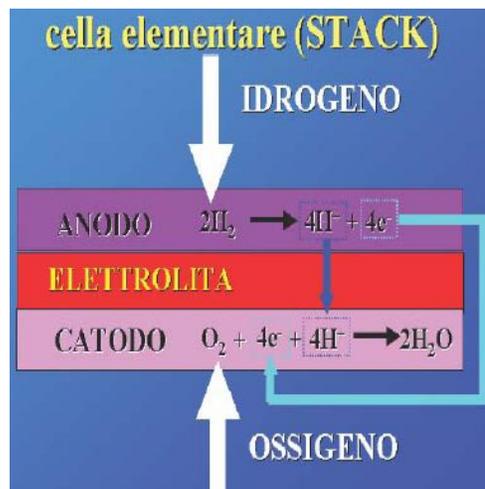


Fig. 1.11 Principio di funzionamento della cella a combustibile

Per formare l'acqua occorrono gli elettroni che prima sono stati ceduti all'anodo. L'elettrolita è però un isolatore che non consente agli elettroni di attraversarlo. Collegando i due elettrodi (catodo e anodo) con un conduttore elettrico, gli elettroni lo attraversano e partendo dall'anodo raggiungono il catodo: quindi si genera una corrente elettrica sfruttabile. Questo processo si svolge senza interruzione fino a che permane una sufficiente quantità di idrogeno e di ossigeno.

1.4.3 Tipi di celle

Ci sono diversi tipi di cella, caratterizzati da un diverso tipo di elettrolita, con temperature operative che vanno dagli 80 ai 1000 °C:

- Alcaline (AFC)
- Ad elettrolita polimerico (PEFC)
- Ad Acido Fosforico (PAFC)
- A Carbonati Fusi (MCFC)
- Ad Ossidi Solidi (SOFC)

1.4.3.1 Celle a combustibile AFC

La cella a combustibile alcalina è – escludendo i prototipi di Grove – il tipo più antico e trova ancora oggi impiego nella tecnologia spaziale e nei motori di sottomarini. Esso è l'unico tipo che richiede idrogeno e ossigeno puri per la trasformazione energetica, perché già minime impurità distruggono la cella. L'elettrolita è una soluzione (base) alcalina (idrossido di potassio KOH).

Applicazioni delle AFC: Le AFC si prestano soprattutto per applicazioni in veicoli speciali che possono essere prodotti a costi convenienti anche in piccole serie. Ne sono un esempio i famosi taxi londinesi.

1.4.3.2 Celle a combustibile PEM

Questa cella a combustibile è di più facile applicazione. Il suo peso è modesto, le sue prestazioni sono buone e il suo funzionamento richiede, come comburente, solo l'ossigeno dell'aria. L'idrogeno può essere prodotto in un processo di reforming. Le celle PEM non sopportano però il monossido di carbonio (CO) che può bloccare la catalizzazione sull'anodo e conseguentemente ridurre le prestazioni. L'elettrolita usato consiste in una membrana solida di polimero solforato in grado di condurre protoni.

Applicazioni delle PEM:

- Queste celle vengono oggi sperimentate con successo in molti veicoli speciali: automobili, minibus e bus. Sicuramente in futuro saranno impiegate anche in furgoni e in altri veicoli da piccolo trasporto.

- Le celle a combustibile PEM si prestano anche per veicoli su rotaie, per esempio tram e treni regionali che, in questo caso, non necessitano delle linee elettriche aeree.
- Le celle PEM si prestano per l'impiego in impianti di cogenerazione a temperatura moderata. Sono in fase di sviluppo dei modelli per piccoli edifici residenziali e grandi edifici come, per esempio, ospedali.

1.4.3.3 Celle a combustibile PAFC

La cella a combustibile ad acido fosforico (PAFC) è il tipo che ha raggiunto la maggiore maturità tecnologica ed economica. Grazie alla sua alta temperatura d'esercizio, essa è ideale per l'applicazione in centrali di cogenerazione. Il catalizzatore della cella è l'acido fosforico, altamente concentrato incorporato in una matrice di gel.

Applicazioni delle PAFC: La cella PAFC, la prima ad essere stata commercialmente disponibile, viene usata esclusivamente in impianti di cogenerazione. È prodotta dalla società americana ONSI in gruppi con una potenza elettrica di 200 kW e una potenza termica di 220 kW.

1.4.3.4 Celle a combustibile MCFC

Le celle a combustibile da carbonati fusi lavorano ad alte temperature, tra 580 e 660 °C. Queste celle hanno il vantaggio di non richiedere la produzione di gas, inoltre sono insensibili al monossido di carbonio. Sono direttamente utilizzabili, senza reforming, gas naturale, gas di città, biogas e GPL. Come elettrolita è usata una fusione di carbonati alcalini ($\text{Li}_2\text{CO}_3 / \text{K}_2\text{CO}_3$).

Applicazioni delle MCFC: Le celle a carbonati fusi vengono sviluppate per applicazioni fisse e, poiché la loro temperatura d'esercizio è circa di 650 °C, si prestano soprattutto per impianti di cogenerazione in stabilimenti industriali dove i processi richiedono alte temperature. I normali impianti sviluppati hanno una potenza di 300 kW, ma sono possibili anche potenze di alcuni Megawatt. Oltre a queste applicazioni fisse, sono in sviluppo anche celle MCFS per motori navali.

1.4.3.5 Celle a combustibile SOFC

Le celle a combustibile da ossidi solidi ceramici (SOFC) lavorano con l'ossigeno dell'aria e idrogeno. La temperatura d'esercizio è compresa tra 800 e 1000 °C. L'alta temperatura consente, all'interno della cella, un parziale reforming di gas naturale in idrogeno. Così si riduce notevolmente il dispendio della produzione di idrogeno.

La SOFC viene prodotta non solo in piastre, ma anche in forma tubolare. Il catodo, l'elettrolita e l'anodo sono disposti sulla superficie interna del tubo di ceramica. Il gas comburente attraversa l'interno del tubo, mentre l'ossigeno dell'aria passa all'esterno.

Applicazioni delle SOFC

- Impianti fissi vengono sviluppati sia per il settore residenziale che per applicazioni industriali. È possibile prelevare il calore ad alta temperatura e usarlo in processi industriali.
- Le SOFC destinate ad applicazioni mobili non riguardano la costruzione di motori, bensì la sostituzione delle convenzionali batterie di automobili. Il motivo è il crescente numero di apparecchi elettrici nelle automobili, ma

anche quello di avere a disposizione, per tempi prolungati, corrente elettrica anche quando il motore è spento.

1.5 Biomassa

1.5.1 Definizione di biomassa e tecnologia connesse

La biomassa, utilizzabile ai fini energetici, consiste in tutti quei materiali organici, di origine vegetale o animale che possono essere utilizzati direttamente come combustibili, ovvero trasformati in combustibili solidi, liquidi o gassosi. Secondo il D.Lgs. 387/2003, delle biomasse fanno parte:

- i sottoprodotti delle produzioni erbacee, arboree e delle lavorazioni agro-industriali;
- i sottoprodotti delle opere forestali per il governo dei boschi e per la produzione di legname da opera e delle lavorazioni del legno;
- le colture destinate specificatamente alla produzione di biocarburanti e biocombustibili;
- i reflui zootecnici destinati alla produzione di biogas;
- la parte organica dei rifiuti urbani;
- i residui inutilizzabili di produzioni destinate all'alimentazione umana o animale.

Le tecnologie per conseguire energia dai vari tipi di biomasse sono tra loro diverse e diversi sono anche i prodotti energetici che si ottengono. In generale, le biomasse con elevato rapporto C/N e poca acqua sono idonee per essere utilizzate direttamente nei processi termochimici, mentre le sostanze ricche di azoto e umide sono destinate ad essere trasformate attraverso dei processi biochimici mediante i quali è possibile produrre un gas contenente CH₄ e H₂ (fermentazione anaerobica).

Alcune biomasse oleaginose, infine, producono direttamente olio vegetale che può essere utilizzato tal quale in motori Diesel modificati o dopo essere stato sottoposto ad un processo di transesterificazione (biodiesel).

In generale, allo stato naturale o di tal quale (tq) la biomassa è costituita da una frazione umida e da una frazione secca, composta essenzialmente di fibra grezza ligno-cellulosica.

Schematicamente, per le conversioni di tipo termochimico, risultano adatte le biomasse che hanno le seguenti caratteristiche:

- un elevato rapporto tra il contenuto di carbonio e quello di azoto ($C/N > 30$);
- un ridotto contenuto di umidità ($U < 30\div 50\%$ sul tq);
- un sufficiente potere calorifico inferiore ($PCI > 10 \text{ MJ/kg}$).

Per le conversioni di tipo biochimico, invece, sono adatte le biomasse che presentano le seguenti caratteristiche:

- un ridotto rapporto carbonio/azoto ($C/N < 30$).
- un elevato contenuto di umidità ($U > 30\div 50\%$ sul tq).

1.5.2 Caratteristiche delle biomassa

Le caratteristiche dei diversi tipi di biomassa variano molto, soprattutto per quanto riguarda potere calorifico inferiore, umidità, contenuto di ceneri, dimensioni e peso specifico.

Nel processo di conversione della biomassa in energia, si ottiene sempre come sottoprodotto anche un residuo. Nei processi termochimici, questo residuo è costituito dalle ceneri, mentre nei processi biochimici è costituito dalla frazione non biodegradabile contenuta nella biomassa.

Le ceneri, principalmente presenti nelle paglie e molto meno nel legno, oltre a diminuire l'energia disponibile, possono creare anche dei problemi di funzionamento alle macchine, soprattutto in processi termochimici perché, a causa delle elevate temperature, possono fondersi e formare incrostazioni in varie parti delle caldaie.

È quindi importante conoscere l'esatta composizione della biomassa per sapere quali elementi potenzialmente pericolosi contiene.

1.5.3 Impianti per la combustione della biomassa

Gli impianti per la combustione possono avere dimensioni molto varie, dalle piccole caldaie fino alle grandi centrali, in cui, alla caldaia per la combustione della biomassa, è accoppiato un generatore di vapore e turboalternatore a ciclo *Rankine*. I rendimenti energetici dei combustori (caldaie) si attestano attorno all' 80÷85%; il rendimento elettrico globale può raggiungere normalmente valori massimi dell'ordine del 25%.

Una pratica, diffusa tipicamente negli Stati Uniti, è quella della co-combustione delle biomasse e del carbone, attraverso la quale una quota pari al 10-15% del carbone è sostituita da biomassa. Il processo ha un rendimento soddisfacente con una diminuzione delle emissioni. Inoltre gli investimenti sono molto modesti perché questa tecnologia richiede solo modifiche di lieve entità agli impianti esistenti.

Per la sola generazione di calore invece si può prevedere l'utilizzo di caldaie per la produzione di acqua calda a pressione atmosferica o surriscaldata. I rendimenti si mantengono attorno all'85%, con valori medi stagionali prossimi all'80%. Per potenze medio alte, si utilizzano spesso combustori a letto fluido.

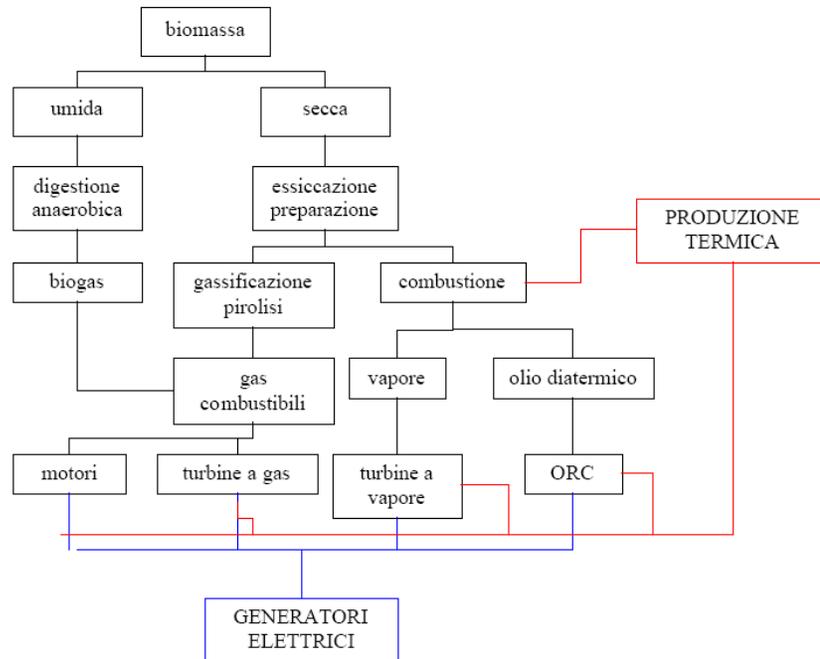


Fig. 1.12 Possibile suddivisione delle modalità di produzione di energia da biomasse

L'applicazione del ciclo di Rankine alle biomasse si chiama ORC (Organic Rankine Cycle). Una caldaia a biomassa è alimentata da scarti di legno vergine e riscalda un flusso di olio diatermico a 300 °C in un circuito chiuso. Il turbogeneratore ORC riceve l'olio diatermico a 300 °C e lo raffredda fino a una temperatura di 250 °C. L'olio diatermico ritorna quindi alla caldaia dove viene nuovamente riscaldato. Il turbogeneratore ORC produce 300 kWel, con un'efficienza netta di circa il 17%. La temperatura dell'acqua che raffredda il condensatore è riscaldata da 60 a 80 °C e può essere usata a fini cogenerativi.

1.6 Possibili architetture degli impianti basati su fonti di energie rinnovabile

I diversi tipi di generatori di energia elettrica precedentemente citati, che forniscono potenza ad un sistema di alimentazione ibrido, possono essere collegati alla rete in differenti modi.

Si consideri un sistema ibrido in cui l'alimentazione viene fornita tramite una turbina eolica, un impianto fotovoltaico, un generatore diesel e una batteria. Le tre diverse architetture possibili per accoppiare insieme questi elementi a la rete elettrica sono discussi nel seguito.

1.6.1 Architettura AC-Bus Centralizzato

In questa architettura, i generatori e la batteria sono tutti installati nello stesso posto e sono collegati ad un AC-bus prima di essere collegati alla rete, come illustrato in Fig. 1.13.

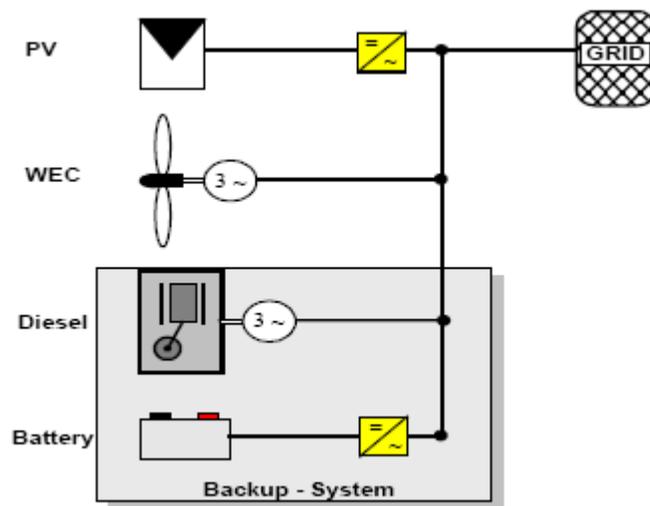


Fig. 1.13 Architettura AC-Bus Centralizzato

Questo sistema è centralizzato, il che vuol dire che la potenza erogata da tutti i sistemi energetici di conversione e dalla batteria è immessa nella rete attraverso un unico punto. In questo caso, la potenza prodotta dal sistema fotovoltaico e dalla batteria è invertita in corrente alternata, prima di essere collegato all'AC-bus principale.

1.6.2 Architettura AC-Bus Distribuito

I sistemi di conversione dell'energia possono essere collegati anche alla rete in modo distribuito, come indicato in Fig. 1.14.

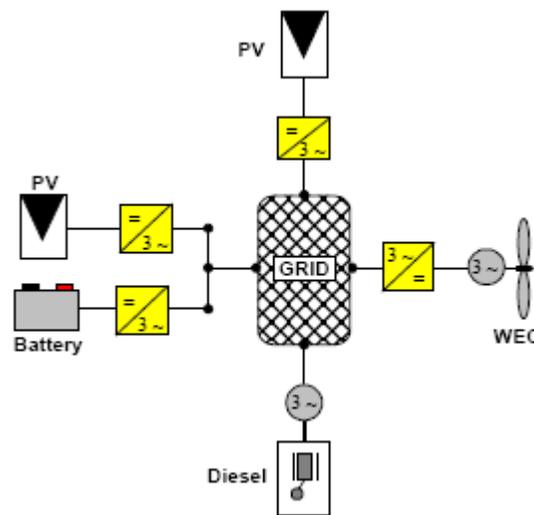


Fig. 1.14 Architettura AC-Bus Distribuito

Le fonti di energia in questa architettura non hanno bisogno di essere installate vicine come nel caso spiegato in precedenza (Fig. 1.13), e nemmeno di essere collegate ad un bus principale. Quindi, le sorgenti sono distribuite in diverse località geografiche a seconda dei casi e ogni sorgente è collegata alla rete separatamente. Il principale svantaggio di questa architettura è la difficoltà di controllare il sistema quando il generatore diesel è spento.

1.6.3 Architettura DC-Bus Centralizzato

La terza architettura utilizza un DC-bus centralizzato (Fig. 1.15). Perciò, i sistemi di conversione dell'energia che producono corrente alternata, cioè il convertitore di energia eolica e il generatore diesel, prima di tutto forniscono potenza ai raddrizzatori, che poi è convertita in corrente continua prima di essere immessa nel DC-bus principale.

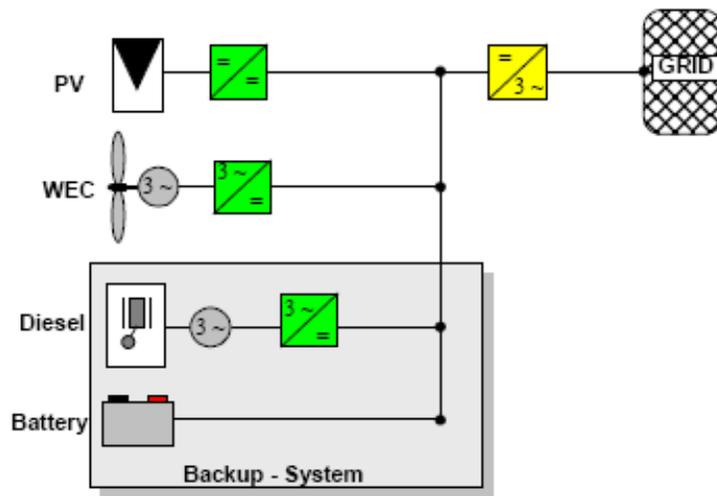


Fig. 1.15 Architettura DC-Bus Centralizzato

1.7 Architettura proposta del sistema ibrido

L'architettura che segue (Fig. 1.16) è quella su cui si basa il presente lavoro di tesi. Si tratta di una versione migliorata dell'architettura DC-bus centralizzato, presentata precedentemente.

Il miglioramento consiste principalmente nell'aggiunta di convertitori DC/DC per ogni sistema di conversione dell'energia, compreso il sistema di accumulo (batterie e supercondensatori) prima di collegarli al DC-bus principale (Fig. 1.15). Con questa aggiunta dei convertitori DC/DC, i valori di stato delle fonti di

conversione dell'energia possono diventare completamente disaccoppiati dai valori di stato della rete. La produzione di energia delle diverse fonti rinnovabili diventa liberamente controllabile senza alterare i valori di stato della rete.

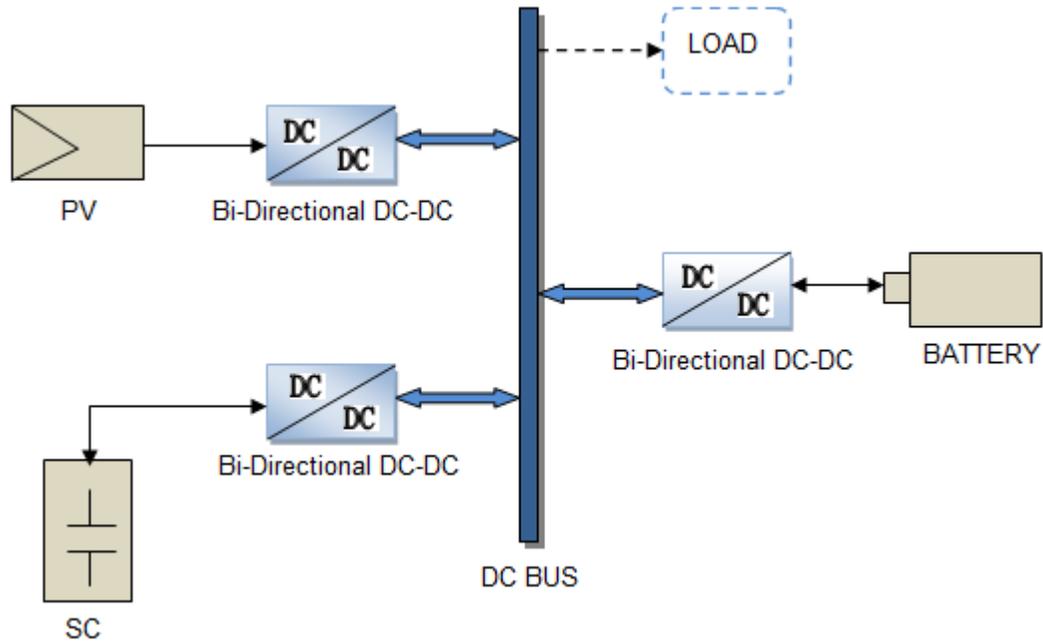


Fig. 1.16 Architettura proposta del sistema ibrido

Il disaccoppiamento dei valori di stato significa che le variazioni delle fonti rinnovabili, come l'intensità della radiazione solare, non influenzeranno i valori di stato della rete elettrica. D'altra parte, le variazioni dei carichi, che influenzano i valori di stato della rete non influiranno il lato della produzione.

CAPITOLO II

IMPIANTI FOTOVOLTAICI

2.1 Tecnologia Fotovoltaica

2.1.1 La Cella Fotovoltaica

Come accennato nel capitolo precedente, la conversione della radiazione solare in una corrente elettrica avviene nella cella fotovoltaica (Fig. 2.1).

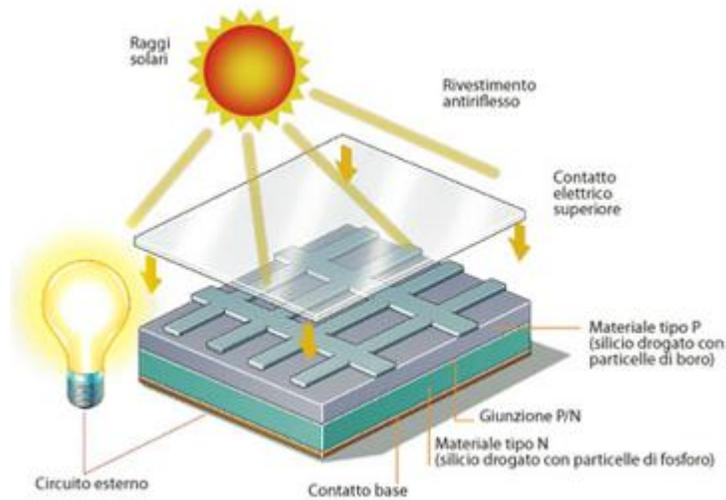


Fig. 2.1 Schema di una cella fotovoltaica

Generalmente una cella fotovoltaica ha uno spessore che varia fra i 0,25 ai 0,35mm ed ha una forma generalmente quadrata con una superficie pari a circa 100 cm².

Per la realizzazione delle celle, il materiale attualmente più utilizzato è lo stesso silicio adoperato dall'industria elettronica, il cui processo di fabbricazione presenta costi molto alti, non giustificati dal grado di purezza richiesti dal fotovoltaico, che sono inferiori a quelli necessari in elettronica.

I materiali per la realizzazione delle celle solari sono:

- Silicio Mono-cristallino: Resa energetica fino 15-17 %
- Silicio Poli-cristallino: Resa energetica fino 12-14 %
- Silicio Amorfo: Resa energetica meno del 10 %
- Altri materiali: Arseniuro di gallio, diseleniuro di indio e rame, telliuro di cadmio

Attualmente il materiale più utilizzato il silicio mono-cristallino che presenta prestazioni e durata nel tempo superiori a qualunque altro materiale usato per lo stesso scopo.

2.1.2 Il modulo fotovoltaico

Le celle solari costituiscono un prodotto intermedio dell'industria fotovoltaica: forniscono valori di tensione e corrente limitati in rapporto a quelli normalmente richiesti dagli apparecchi utilizzatori, sono estremamente fragili, elettricamente non isolate e prive di un supporto meccanico. Esse vengono quindi assemblate in modo opportuno a costituire un'unica struttura: il modulo fotovoltaico.



Fig. 2.2 Modulo Fotovoltaico

Il modulo fotovoltaico è una struttura robusta e maneggevole su cui vengono collocate le celle fotovoltaiche. I moduli possono avere dimensioni diverse (i più diffusi hanno superfici che vanno dai $0,5\text{m}^2$ ai $1,3\text{m}^2$) e prevedono tipicamente 36 celle collegate elettricamente in serie.

Il modulo così costituito ha una potenza che varia fra i 50Wp ai 150Wp ¹ a seconda del tipo e dell'efficienza delle celle che lo compongono.

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

- Potenza di Picco (Wp): Potenza erogata dal modulo alle condizioni standard STC
- Corrente nominale (A): Corrente erogata dal modulo nel punto di lavoro
- Tensione nominale (V): Tensione di lavoro del modulo

¹ Il Wp (Watt picco) è l'unità di misura di riferimento di un modulo fotovoltaico ed esprime la potenza elettrica erogabile dal modulo in condizioni standard di riferimento.

La caratteristica (Fig. 2.3) I-V (corrente - tensione) rappresenta una sorta di “carta d’identità” di un modulo fotovoltaico o cella solare. Con la caratteristica I-V del modulo, il costruttore fornisce informazioni relative alla corrente di corto circuito, alla tensione a vuoto ed alla generazione di potenza.

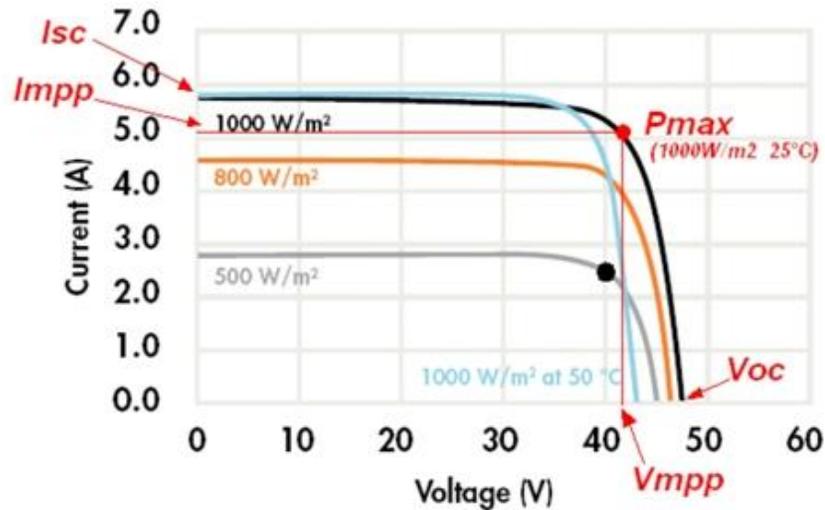


Fig. 2.3 Grafico I-V di un modulo fotovoltaico

E' importante misurare la caratteristica I-V dei moduli installati e confrontarla con la caratteristica dichiarata dal costruttore, cioè, mentre le operazioni di collaudo di impianto fotovoltaico sono normalmente eseguite al completamento dell'installazione, le ordinarie operazioni di manutenzione dell'impianto (che tipicamente deve avere durata almeno ventennale) sono certamente necessarie al fine di mantenere le condizioni di efficienza maggiori possibili.

In tale contesto è quindi importante capire se un modulo danneggiato all'interno di una stringa possa essere responsabile di bassi rendimenti o se non corrisponde alle specifiche dichiarate dal costruttore.

Le caratteristiche I-V vengono fornite dai costruttori alle seguenti condizioni di prova standard STC (Standard Test Conditions) al fine di uniformarne la notazione:

- Irraggiamento: pari a 1000 W/m^2
- Temperatura: $25 \pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$
- AM (Air Mass): pari a 1,5 (inclinazione $48,2^\circ$ dei raggi solari rispetto allo Zenith)

2.1.3 Tipi di Moduli Fotovoltaici

Di moduli fotovoltaici ne esistono principalmente di quattro tipi, di seguito se ne analizzano le caratteristiche, i vantaggi e i difetti:

2.1.3.1 Pannelli Fotovoltaici in silicio amorfo

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

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

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



Fig. 2.4 Pannelli Fotovoltaici in silicio amorfo

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

La tensione prodotta da ogni singolo modulo fotovoltaico è di circa 24 - 40 Volt e, una volta collegati in parallelo tra di loro, le varie correnti si sommano e vengono convogliate all'inverter.

Il rendimento di questi pannelli fotovoltaici va dal 6 al 10 % circa, ma, nei primi due mesi di vita, il rendimento diminuisce di circa il 20 %, per poi rimanere stabile, con un degrado delle prestazioni che deve essere garantito, e non deve superare il 20 % nei primi 20 anni di funzionamento.

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

Da un punto di vista di “costo energetico per la natura” il pannello fotovoltaico in silicio amorfo è il prodotto che si difende meglio, in quanto, necessitando di un quantitativo abbastanza basso di energia per essere prodotto, riesce a restituire in pochi anni l'energia che è stata usata per produrlo, e riesce a generarne fino a 10-12 volte di più, nell'arco della sua vita.

Il rovescio della medaglia è che purtroppo, avendo un basso rendimento rispetto agli altri modelli di pannelli fotovoltaici, occorre installarne un numero abbastanza alto (questo ovviamente non pregiudica il discorso di costo energetico appena fatto), ma comunque, disponendo di un tetto abbastanza ampio, il problema è risolto, e comunque si risparmia anche economicamente, visto che in pratica il costo per ogni Watt producibile con questa tecnologia è del 25-40 % inferiore rispetto alle altre tecnologie fotovoltaiche.

Un altro vantaggio molto importante dei moduli a silicio amorfo è legato al fatto che, durante le giornate nuvolose, ombreggiate, o nelle ore serali e mattutine, si ottengono dei rendimenti superiori anche dell'8-15% rispetto alle tecnologie mono e poli-cristalline, in quanto questa tecnologia riesce a sfruttare anche questi momenti particolari.

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

I pannelli fotovoltaici in silicio amorfo possono essere forniti anche senza cornice di alluminio, opzione utile nel caso in cui si voglia fare una cornice esterna unica che inglobi tutti i pannelli, o semplicemente per risparmiare, visto che la presenza della cornice non pregiudica affatto il rendimento o l'isolamento elettrico del modulo stesso.

L'attacco dei vari moduli al tetto avviene grazie a dei profili in alluminio presenti in ogni caso sul retro dei moduli: di fatto la cornice in alluminio è utile quasi solo per estetica e per migliorare la maneggevolezza dei vari moduli.

2.1.3.2 Panelli Fotovoltaici in silicio multicristallino o monocristallino

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



Fig. 2.5 Panelli Fotovoltaici in silicio monocristallino

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

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

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



Fig. 2.6 Panelli Fotovoltaici in silicio multicristallino

Per produrre questi tipi di moduli fotovoltaici mono-multicristallini viene spesa molta energia, e quindi ogni modulo impiega anche 3-6 anni (contro i circa 2-3 anni del prodotto in silicio amorfo) per restituire la sola energia che è stata impiegata per essere prodotto, mentre nell'arco della sua vita ne produrrà 4-8 volte di più: in particolare questo problema è il difetto maggiore del modulo monocristallino.

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

Fatto è che comunque questi due tipi di pannelli fotovoltaici rimangono ottimi prodotti di qualità e stabilità del rendimento, che appunto rimane costante e garantito nel tempo anche per 25 anni e, producendo più energia a parità di spazio occupato ottimizzano lo spazio della parte di tetto sfruttabile che è posta a Sud.

2.1.3.3 Pannelli Fotovoltaici a film sottile

In film sottile sono moduli dello spessore di pochi millimetri esteticamente abbastanza simili a quelli mono e policristallini, rispetto ai quali però, oltre ad essere più economici (del 25-40% circa), hanno anche un minore rendimento e un più rapido degrado nel tempo. Ma il film sottile è una tecnologia che permette di ottenere anche vere e proprie "strisce" di materiale fotovoltaico flessibile (dunque ideale per tetti curvi), leggero e facile da integrare nella struttura a cui è destinato.



Fig. 2.7 Pannelli Fotovoltaici a film sottile

L'efficienza di conversione della luce in energia elettrica da parte dei pannelli in film sottile realizzati con il silicio amorfo va dal 6 al 10% circa. In caso di ombre, rendono di più dei pannelli mono- e policristallini, e il degrado delle prestazioni non deve superare - in base alla garanzia - il 20% nei primi 20 anni di funzionamento. Come superficie occupata dai pannelli in silicio amorfo, su tetti in condizioni ideali (esposti verso Sud e inclinati di circa 30°), si consideri con i meno efficienti fino a 20 m²/kWp.

2.1.4 Il Generatore Fotovoltaico

E' costituito dall'insieme dei moduli fotovoltaici opportunamente collegati in serie ed in parallelo in modo da realizzare le condizioni operative desiderate. In particolare l'elemento base del campo è il modulo fotovoltaico. Più moduli assemblati meccanicamente tra loro formano il pannello, mentre moduli o pannelli collegati elettricamente in serie, per ottenere la tensione nominale di generazione, formano la stringa.

I moduli fotovoltaici che realizzano il generatore (Fig. 2.8), sono montati su una struttura meccanica in grado di sostenerli ed orientata in modo da massimizzare l'irraggiamento solare.

La quantità di energia prodotta da un generatore fotovoltaico varia nel corso dell'anno, in funzione dell'irraggiamento della località e della latitudine della stessa.

Per ciascuna applicazione il generatore dovrà essere dimensionato sulla base di:

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

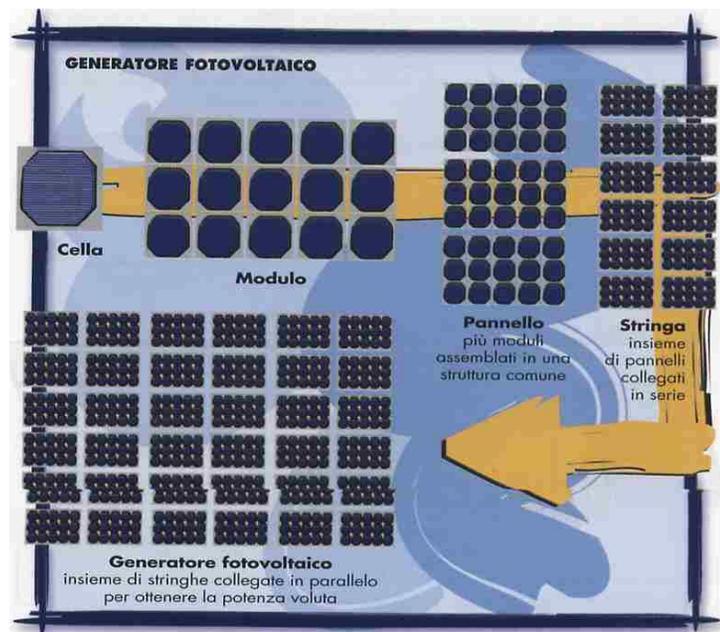


Fig. 2.8 Il Generatore Fotovoltaico

2.2 Struttura e tipologie degli impianti

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

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

- Isolati (stand alone)
- Connessi in rete (grid connected)

I sistemi isolati proprio per il fatto di non essere collegati alla rete elettrica, sono in genere dotati di sistemi di accumulo dell'energia prodotta. L'accumulo è reso necessario dal fatto che il campo fotovoltaico può fornire energia solo nelle ore

diurne, mentre spesso la richiesta maggiore da parte dell'utenza è concentrata nelle ore pomeridiane e notturne. Durante la fase di insolazione è pertanto necessario prevedere un accumulo dell'energia non immediatamente utilizzata, che viene fornita al carico quando quella disponibile è ridotta o addirittura nulla.

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

Il sistema connesso in rete, invece, in genere non è provvisto di sistemi di accumulo in quanto l'energia prodotta durante le ore di insolazione viene immessa nella rete elettrica; viceversa durante le ore di insolazione scarsa o nulla il carico viene alimentato dalla rete. Un sistema di questo tipo, dal punto di vista della continuità di servizio, risulta più affidabile di uno stand alone che in caso di guasto non ha possibilità di alimentazione alternativa.

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

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

La struttura fisica di un sistema fotovoltaico (isolato o connesso in rete) può essere molto varia, in generale però si possono distinguere tre blocchi fondamentali:

- il campo fotovoltaico
- sistema di condizionamento della potenza
- un sistema di acquisizione dati

Si noti che nel caso particolare di impianti senza accumulo connessi in rete, è la rete stessa che funge da accumulatore di capacità infinita. Il carico è rappresentato invece dall'utenza collegata alla rete, così come accade per un qualsiasi impianto grid connected.

2.2.1 Impianti Fotovoltaici “Grid Connected”

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

- Moduli fotovoltaici
- Inverter per la connessione in rete
- Dispositivo di interfaccia con la rete elettrica
- Contatore di energia bidirezionale

L'inverter è un componente tra i più importanti nei sistemi collegati in rete perché massimizza la produzione di corrente del dispositivo fotovoltaico ed ottimizza il passaggio di energia tra il modulo fotovoltaico ed il carico. Questo dispositivo che trasforma l'energia continua prodotta dai moduli (a 12V, 24V, 48V, ..) in energia alternata (generalmente a 220V) per alimentare il carico-utente e/o immetterla nella rete, con la quale lavora in regime di interscambio.

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

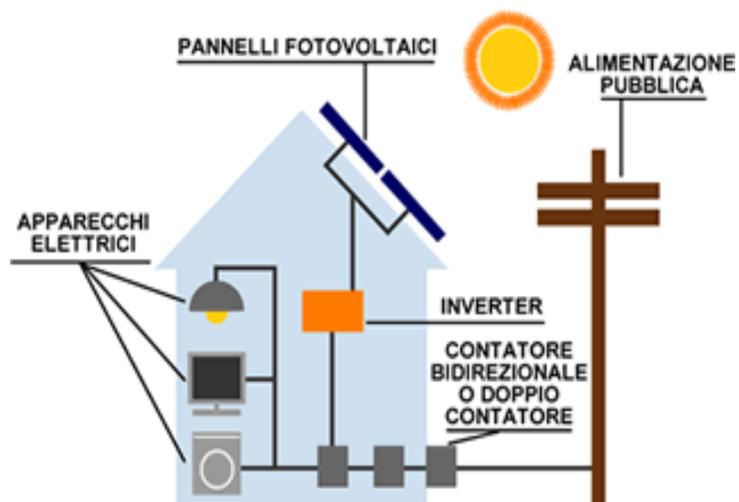


Fig. 2.9 Impianti Fotovoltaici “Grid Connected”

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

Il dispositivo di interfaccia con la rete ha lo scopo di fare in modo che la forma d’onda dell’energia elettrica immessa in rete abbia tutte le caratteristiche richieste dal fornitore locale di energia. Per ultimo, il contatore di energia misura l’energia prodotta dall’impianto fotovoltaico durante il suo periodo di funzionamento.

2.2.2 Impianti Fotovoltaici “Stand Alone”

I principali componenti che costituiscono un impianto fotovoltaico isolato sono:

- Moduli fotovoltaici
- Regolatore di carica
- Inverter

- Sistema di accumulo (batterie di accumulo)

In tale tipologia di impianti (Fig. 2.10), l'energia prodotta dai moduli fotovoltaici viene immagazzinata in batterie di accumulo. Il carico viene alimentato, attraverso il regolatore di carica, dall'energia accumulata nelle batterie.

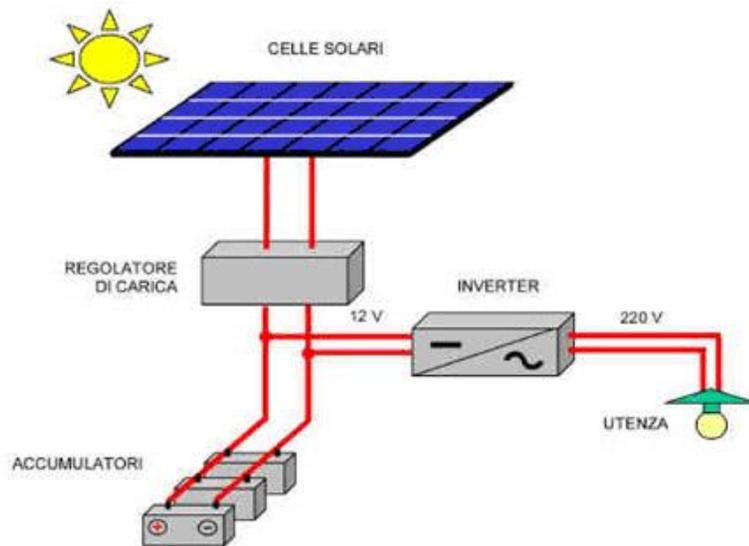


Fig. 2.10 Impianti Fotovoltaici "Stand Alone"

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

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

Un sistema di accumulo è costituito da un banco di accumulatori ricaricabili, dimensionato in modo da garantire la sufficiente autonomia di alimentazione del carico elettrico. Le batterie che vengono utilizzate per tale scopo sono accumulatori di tipo stazionario e solo in casi molto particolari è possibile utilizzare batterie tipo per autotrazione.

Le batterie per uso fotovoltaico devono avere i seguenti requisiti:

- Basso valore di autoscarica
- Lunga vita stimata
- Manutenzione quasi nulla
- Elevato numero di cicli di carica-scarica

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

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

2.3 Criteri di dimensionamento di un impianto fotovoltaico

Di seguito vengono descritte le varie fasi del dimensionamento di un impianto fotovoltaico, allo scopo di fornire indicazioni sulla progettazione di un impianto completo.

2.3.1 L'energia raccolta dai moduli FV

Dipende dalla latitudine del sito, dall'esposizione dei moduli (angolo di tilt e di azimut) e dall'irraggiamento. Quest'ultimo dipende dalla stagione, dall'ora del giorno e dalle condizioni meteorologiche. Inoltre, la quantità di energia raccolta dal generatore fotovoltaico dipende dalla temperatura dei moduli, dalla configurazione del campo, dalle caratteristiche elettriche e ottiche dei moduli fotovoltaici e, infine, dalla riflettanza del terreno.

2.3.2 Verifica della idoneità del sito

Appare ovvio che la prima cosa da fare è verificare se il luogo nel quale si pensa di installare un generatore fotovoltaico abbia o no alcuni requisiti di base e cioè che si possa contare su un sufficiente irraggiamento per tutto il corso dell'anno o, almeno, per il periodo per il quale si richiede l'alimentazione elettrica dell'utenza. Quindi occorrerà verificare:

- Presenza di ombre (vegetazione, costruzioni, alture)
- Nebbie o foschie mattutine
- Nevosità
- Ventosità

Queste informazioni determinano il collocamento del generatore fotovoltaico, la sua esposizione rispetto al Sud geografico, la maggiore inclinazione sul piano orizzontale, le caratteristiche delle strutture di sostegno.

2.3.3 Quantificazione del fabbisogno giornaliero di energia

Il parametro da utilizzare come punto di partenza per il dimensionamento di un impianto fotovoltaico è l'energia intesa come:

$$\text{Energia} = \text{Potenza} \cdot \text{Tempo di utilizzo}$$

I consumi delle utenze isolate o collegate in rete da alimentare con il fotovoltaico devono essere considerati in termini di energia richiesta giornalmente.

2.3.4 Scelta dell'inclinazione dei moduli

L'inclinazione in genere viene scelta pari alla latitudine del luogo, questo naturalmente se non ci sono diverse esigenze di tipo architettonico.

2.3.4.1 L'influenza dell'angolo di azimut

Se i pannelli fotovoltaici vengono orientati con un angolo di azimut diverso da zero, ovvero non sono rivolti verso il sud, si alterano le modalità con cui l'energia viene raccolta nell'arco del giorno e la quantità di energia raccolta su base annuale.

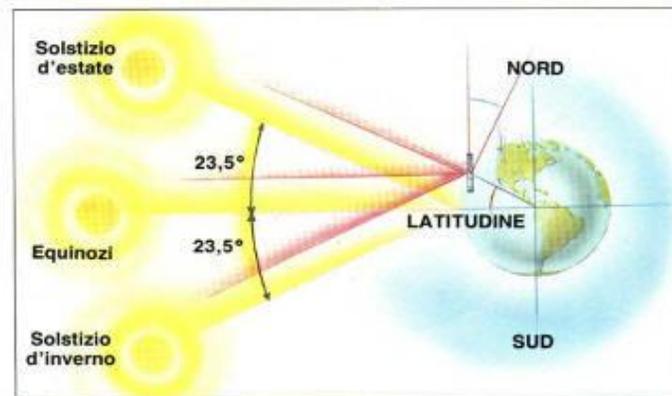


Fig. 2.11 L'influenza dell'angolo di azimut

Quantitativamente per superfici che si discostano dal sud di circa 45° si ha una diminuzione dell'energia raccolta di qualche percento, mentre riduzioni pari al 20% si raggiungono per angoli di azimut intorno ai 90° (superfici esposte a est o a ovest). Le ragioni per assegnare ai pannelli un angolo di azimut diverso da zero sono legate,

soprattutto per impianti installati su edifici, a situazioni locali preesistenti (tetti, facciate).

2.3.4.2 L'influenza dell'angolo di tilt

Per l'inclinazione che rende massima l'energia raccolta in inverno, si raccoglie complessivamente nell'anno il 90% della massima energia. Se invece si inclinano i pannelli in modo da rendere massima l'energia raccolta in estate, nel periodo invernale l'energia raccolta è solo il 65% della massima ottenibile in quel periodo. In altre parole il diagramma annuale si appiattisce se l'inclinazione è ottimizzata per il periodo invernale.

Viceversa, se l'inclinazione è ottimizzata per il periodo estivo, il diagramma annuale dell'energia presenta un picco durante i mesi estivi. Per l'Italia si hanno regimi solari medio-alti e con forti variabilità tra regioni continentali e meridionali.

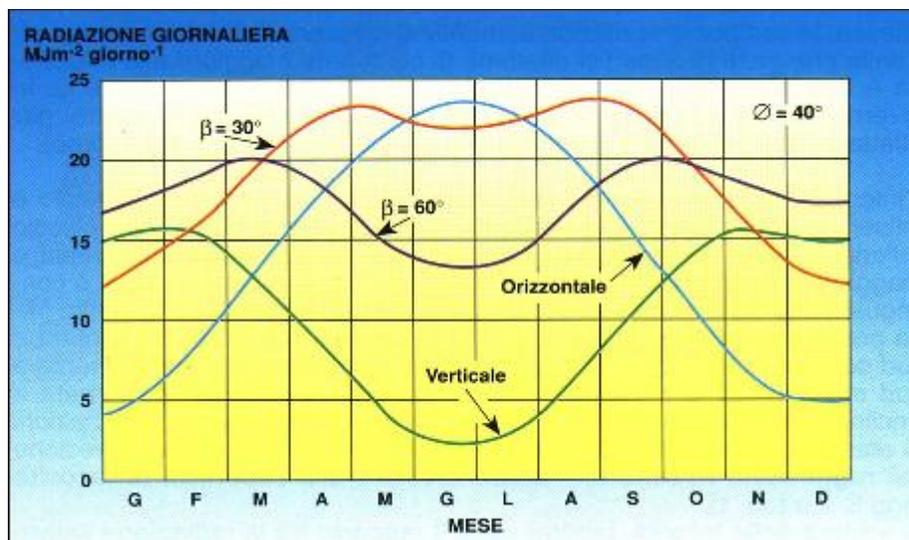


Fig. 2.12 L'influenza dell'angolo di tilt

2.3.4.3 Effetto dell'ombreggiamento tra file di moduli

Se si ha a disposizione una superficie piana e si devono posizionare i moduli su diverse file bisogna tener conto dell'auto-ombreggiamento (Fig. 2.13).

Inserendo nella formula della Fig. 2.12 i valori relativi alla lunghezza dei moduli L , dell'angolo di azimut (g), dell'angolo di tilt (b) e dell'altezza solare critica ($a = 20^\circ$) si ottiene la distanza minima tra file (D).

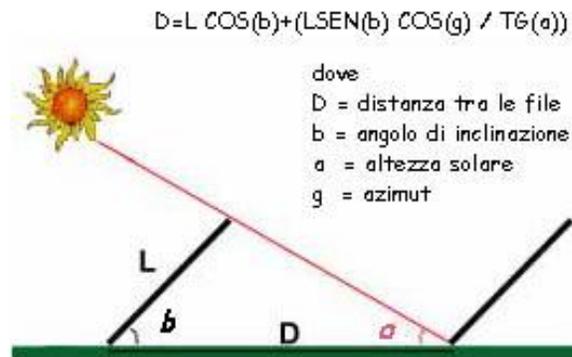


Fig. 2.13 Effetto dell'ombreggiamento tra file di moduli

In questo modo si assicura assenza di ombreggiamento quando il sole si trova ad altezza solare maggiore di 20° sull'orizzonte.

In pratica, se si deve installare su superficie piana un impianto FV con moduli su più file esposti a Sud e inclinate a 30° , la distanza minima tra la base di una fila e quella della fila successiva sarà:

$$D = (0,86 + 1,37)L = \left(\frac{9}{4}\right)L$$

In questo caso quindi, quindi, sarà possibile installare una superficie captante non superiore al 45% della superficie piana disponibile.

2.3.5 Valutazione delle perdite di impianto

E' necessario tener conto delle perdite/cadute di tensione introdotti dai componenti che costituiscono l'impianto (Inverter, batterie, regolatori di carica, cavi di collegamento,..).

Ipotizzando che le perdite totali dell'impianto siano intorno al 30%, allora è necessario aumentare della stessa percentuale la potenza di picco del generatore fotovoltaico.

2.3.6 Calcolo della potenza dell'inverter

La potenza dell'inverter viene determinata in modo differente a seconda che si tratti di impianto collegato in rete oppure in isola. Nel primo caso la scelta dell'inverter □ determinata dalle caratteristiche del campo fotovoltaico. Quindi, stabilita la potenza del generatore fotovoltaico (e di conseguenza il numero di moduli fotovoltaici), è direttamente identificabile il tipo di inverter da utilizzare.

Nel caso di impianto in isola invece, è necessario valutare la potenza totale massima che dovrà essere collegata all'inverter.

Altra considerazione, sempre per la scelta dell'inverter per impianti in isola, è da farsi a proposito del tipo di inverter da usare. A seconda della forma d'onda prodotta infatti, esistono differenti tipologie di inverter:

- ad onda sinusoidale pura
- ad onda trapezoidale
- ad onda quadra

I primi sono quelli che riproducono una forma d'onda praticamente identica a quella della rete elettrica e quindi permettono di alimentare qualsiasi tipo di carico. Le altre due tipologie possono invece non alimentare correttamente, ad esempio, dei carichi di tipo elettronico.

2.4 Impatto Ambientale

L'impatto ambientale delle fonti rinnovabili è ridotto o nullo, in particolare per quanto riguarda il rilascio di inquinanti nell'aria e nell'acqua. Esse contribuiscono così alla riduzione dei gas responsabili dell'effetto serra e delle piogge acide.

Per quanto riguarda la conversione fotovoltaica dell'energia solare, questa ha tali caratteristiche che può essere ritenuta la sorgente rinnovabile più rispettosa dell'ambiente.

Gli impianti fotovoltaici non sono fonte di emissioni inquinanti, sono esenti da vibrazioni e, data la loro modularità, possono assecondare la morfologia dei siti di installazione. Inoltre, possono produrre energia in prossimità dei carichi elettrici, evitando le perdite di trasmissione.

Il loro impatto ambientale, tuttavia, non può essere considerato nullo. I problemi e le tipologie di impatto ambientale che possono influire negativamente sull'accettabilità degli impianti fotovoltaici si possono ricondurre a:

- l'inquinamento derivante dal processo produttivo dei componenti,
- l'utilizzazione del territorio,
- l'impatto visivo,
- l'impatto su flora, fauna, e clima locale.

Per quanto riguarda il primo punto, l'uso di materie prime, di energia e di conseguenza le emissioni provocate dal processo di produzione dipendono dalla tecnologia usata. I sistemi fotovoltaici più diffusi sono quelli basati sul silicio (elemento estremamente diffuso sulla terra) monocristallino, policristallino ed amorfo, come detto anteriormente.

Il processo di fabbricazione in sé non comporta un uso apprezzabile di sostanze pericolose o inquinanti e va anche considerato che, con le dimensioni attuali del mercato fotovoltaico, il silicio proviene dal reimpiego degli scarti dell'industria elettronica.

Per alcuni tipi di celle vengono segnalati possibili rischi in caso di incendio, per la formazione di gas tossici. Inoltre, sempre per lo stesso motivo, i pannelli fotovoltaici alla fine della loro vita devono essere smaltiti con adeguati sistemi di riciclaggio.

Il fabbisogno di territorio dipende dal modo di impiego del fotovoltaico: decentrato o centralizzato in grandi impianti.

Nel primo caso il territorio utilizzato può essere ridotto quasi a zero perché il fotovoltaico può essere installato su superfici già sottratte all'ambiente naturale, come tetti, facciate e terrazze degli edifici esistenti, coperture di parcheggi o, in genere, di aree di servizio su scarpate, bordi di autostrade, ecc. Il potenziale per l'uso decentrato dei sistemi fotovoltaici può ritenersi di conseguenza piuttosto ampio.

La sua penetrazione è tuttavia legata ad una drastica riduzione dei costi attuali. Nel caso di produzione fotovoltaica in impianti centralizzati multimegawatt, il fabbisogno di energia è legato a vari fattori come l'efficienza di conversione dei moduli e le caratteristiche di insolazione del sito. In ogni caso l'uso di impianti

centralizzati richiede notevoli estensioni di territorio per poter dare un contributo apprezzabile.

In alcuni casi motivi estetici hanno portato al rifiuto dei sistemi fotovoltaici. In generale l'impatto visivo dipende soprattutto dalle dimensioni dell'impianto. Si ricorda che ciò non rappresenta un problema nel caso dell'uso decentrato del fotovoltaico, dato che gli impianti possono essere bene integrati sui tetti o sulle facciate degli edifici.

Un impianto fotovoltaico di media o grande dimensione può invece avere un impatto visivo non trascurabile, che dipende sensibilmente dal tipo di paesaggio (di pregio o meno).

I problemi finora riscontrati riguardano le grandi superfici riflettenti. Il disturbo è legato all'orientamento di tali superfici rispetto ai possibili punti di osservazione e può essere mitigato rispettando opportune distanze dagli abitati, dalle strade, ovvero schermando con elementi arborei o arbustivi i suddetti punti di osservazione, fatta salva, ovviamente, l'esigenza di evitare ombreggiamenti del campo fotovoltaico.

Per l'uso decentrato dei sistemi fotovoltaici l'impatto sulla fauna e sulla flora è ritenuto generalmente trascurabile, in quanto sostanzialmente riconducibile al suolo e all'habitat sottratti, data anche l'assenza di vibrazioni e rumore. Non è possibile escludere effetti negativi, anche se temporanei e di entità modesta, durante la fase di realizzazione di grossi impianti.

Per quanto riguarda la sottrazione di radiazione solare da parte dei pannelli all'ambiente circostante, che in linea teorica potrebbe indurre modificazioni sul microclima locale, occorre ricordare che soltanto il 10% circa dell'energia solare incidente nell'unità di tempo sulla superficie del campo fotovoltaico, viene

trasformata e trasferita altrove sotto forma di energia elettrica (il resto viene riflesso o passa attraverso i moduli).

Pertanto, pur nella diversità dei contesti ambientali, territoriali, sociali, istituzionali, dalle esperienze maturate è emerso che anche tecnologie soft nei confronti dell'ambiente, come quella fotovoltaica, non sono esenti da impatti sull'ambiente e possono incontrare difficoltà di accettazione da parte delle popolazioni.

La dimensione e la significatività di questi impatti sono tuttavia decisamente inferiori rispetto a quelle di altre tecnologie energetiche tradizionali, anche se tali talvolta da poter provocare opposizioni difficili da superare.

Con questi accorgimenti, i passaggi successivi, cioè l'individuazione del sito e la progettazione degli impianti, possono avere esiti migliori in presenza di accurate valutazioni preventive dei possibili disturbi ambientali indotti dagli impianti.

CAPITOLO III

SISTEMI DI ACCUMULO PER FONTI RINNOVABILI

3.1 Batterie

3.1.1 Principio di funzionamento

La batteria è un dispositivo che produce elettricità da una reazione chimica. In senso stretto, una batteria consiste di due o più celle elettrochimiche collegate in serie o parallelo, ma il termine è usato generalmente per una cella. Una cella è composta da un elettrodo negativo; un elettrolita che conduce gli ioni; un separatore e un elettrodo positivo. L'elettrolita può essere acquoso (composto d'acqua) o non acquoso (non composto d'acqua), liquido, un impasto, o nella forma solida. Quando la cella è collegata ad un carico esterno, o al dispositivo da alimentare, l'elettrodo negativo fornisce una corrente degli elettroni che attraversano il carico ed è accettato dall'elettrodo positivo. Quando il carico esterno è rimosso la reazione cessa.

Una batteria primaria (pila) può convertire in elettricità soltanto una volta i relativi prodotti chimici e dopo deve essere scartata. Una batteria secondaria (accumulatore) ha elettrodi che possono essere ricostituiti con il passaggio di cariche e può essere riutilizzata molte volte.

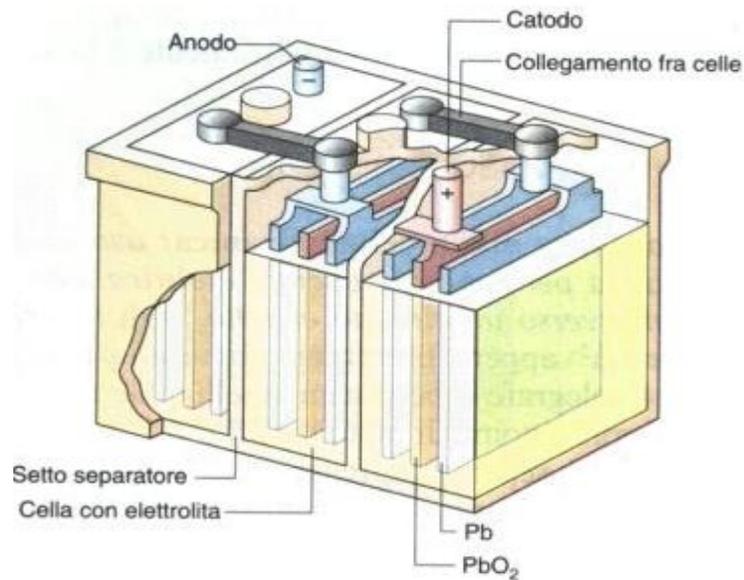
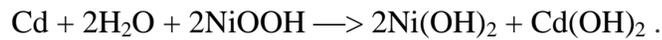


Fig. 3.1 Accumulatore al piombo

3.1.2 Principali tipologie di batterie

3.1.2.1 Batterie al Nichel-Cadmio

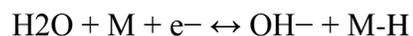
Questa batteria usa l'ossido di nichel come elettrodo positivo (catodo), un composto di cadmio per l'elettrodo negativo (anodo) e una soluzione di idrossido di potassio come elettrolita. Le batterie Nichel-Cadmio sono ricaricabili. Un accumulatore al nichel-cadmio converte l'energia chimica in energia elettrica in fase di scarica e converte l'energia elettrica di nuovo ad energia chimica sulla ricarica. In una batteria NiCd completamente scarica, il catodo contiene idrossido di nichel $[\text{Ni}(\text{OH})_2]$ mentre nell'anodo vi è idrossido di cadmio $[\text{Cd}(\text{OH})_2]$. Quando la batteria è in carica, la composizione chimica del catodo si è trasformata e l'idrossido di nichel cambia in ossidrossido di nichel $[\text{NiOOH}]$. Nell'anodo, l'idrossido di cadmio si è trasformato in cadmio. Mentre la batteria è in scarica, il processo è invertito, secondo le indicazioni della seguente formula:



Spesso vengono impiegate come un rimpiazzo delle celle primarie come batterie per i carichi elevati (heavy duty) oppure per sostituire le batterie alcaline, che sono spesso disponibili in molte delle stesse misure delle pile standard. Grazie al buon rapporto peso energia rispetto alle batterie basate sulla tecnologia al piombo e alla buona durata, le batterie al nichel-cadmio di maggior capacità con un elettrolita umido sono usate per le macchine elettriche e come batterie per il motore d'avviamento per gli aerei.

3.1.2.2 Batterie nichel-metallo idruro

Sono accumulatori simili a quelli nichel-cadmio, ma l'anodo, che assorbe l'idrogeno, è una lega invece che cadmio. Come nelle batterie NiCd, il nichel è il catodo. Una batteria NiMH può avere due o tre volte la capacità di un batteria NiCd di pari dimensioni e l'effetto memoria (uno dei maggiori problemi delle NiCd) è meno significativo. Tuttavia la densità volumetrica di energia è minore delle batterie Li-Ion, e l'autoscarica è maggiore. In una batteria NiMH la reazione che avviene all'anodo è la seguente:



La reazione verso destra rappresenta il processo di carica, quella verso sinistra il processo di scarica. Quando la batteria si scarica gli stessi ioni vengono rilasciati partecipando alla reazione inversa. Le batterie NiMH hanno un elettrolita alcalino, di solito idrossido di potassio.

Le applicazioni degli accumulatori di tipo NiMH includono i veicoli ibridi come la Toyota Prius o la Honda Insight/Civic e l'elettronica di consumo. Le normali

batterie NiMH operano meglio con dispositivi che richiedono correnti di alimentazione moderate, come le fotocamere digitali, e l'elettronica di consumo. La densità di energia per le NiMH è approssimativamente di 70 W·h/kg (250 kJ/kg), con una densità di energia in volume di circa 300 W·h/L (360 MJ/m³).

3.1.2.3 Batterie agli ioni di litio

È attualmente uno dei tipi più diffusi di batteria per laptop e telefono cellulare, con uno dei migliori rapporti potenza-peso, nessun effetto memoria ed una lenta perdita della carica quando non è in uso. Tali batterie possono essere pericolose se impiegate impropriamente e se vengono danneggiate, e comunque, a meno che non vengano trattate con cura, si assume che possano avere una vita utile più corta rispetto ad altri tipi di batteria. Una versione più avanzata della batteria agli ioni di litio è l'accumulatore litio-polimero.

3.1.2.4 Batteria sodio-cloruri metallici

La batteria sodio-cloruri metallici è una diretta derivazione dell'accumulatore sodio-zolfo. Il sistema utilizza, contrariamente alle altre batterie, elettrodi liquidi ed un elettrolita solido (un elettrolita ceramico beta-allumina) ed opera ad alta temperatura (300-350 °C). Chiamata anche batteria ZEBRA (Zero Emission Battery Research Activity), questo accumulatore utilizza in alternativa al catodo di zolfo un cloruro metallico (di nichel o di ferro) con un ulteriore elettrolita liquido. Questa modifica è giustificata dall'esigenza di risolvere i problemi delle batterie sodio-zolfo. Questa batteria è prodotta e commercializzata da una sola azienda e questo costituisce un limite oggettivo alla sua diffusione.

3.1.2.5 Batterie al piombo

Le batterie piombo-acido utilizzano un anodo di piombo (Pb) ed un catodo di diossido di piombo immersi in una soluzione di acido solforico. Le batterie al piombo-acido sono disponibili commercialmente in un gran numero di configurazioni, adatte alle più diverse esigenze (batterie a piastre piane, tubolari, a spirale, bipolari, ad elettrolita libero, gelificato, assorbito ed altro).

I valori ottenuti in termini di potenza specifica effettiva sono di tutto rispetto, ma i punti deboli di queste batterie rimangono la ridotta energia specifica e soprattutto la durata, che è ridotta rispetto ad altri tipi ed è fortemente dipendente dalle condizioni di esercizio.

Ciascuna cella della batteria è composta da un elettrodo positivo (barra di biossido di piombo), da un elettrodo negativo (barra di piombo) e da un elettrolita (soluzione di acqua distillata e acido solforico) contenente ioni di zolfo (carichi negativamente) e ioni di idrogeno (carichi positivamente). Quando la batteria viene collegata ad un carico elettrico, gli ioni si muovono verso i rispettivi elettrodi per cedere la loro carica elettrica. Pertanto, al crescere del livello di scarica della batteria, diminuisce la concentrazione di ioni nell'elettrolita. Per contro, caricare la batteria inverte il processo di scarica sopra descritto, dal momento che il piombo solfatato viene convertito in piombo e in ossido di piombo rispettivamente sull'elettrodo negativo e positivo della cella.

A continuazione si presenta una tabella con i confronti tra i vari tipi di batterie:

Tabella 1. Confronto dei vari tipi di batterie

	<i>Energia specifica [Wh/kg]</i>	<i>Densità energetica [Wh/L]</i>	<i>Potenza specifica [W/kg]</i>	<i>Vita [cicli profondi]</i>	<i>Costo [\$/kWh]</i>
<i>Piombo-acido ad alta energia</i>	30-35	120	80-100	2300	100-150
<i>Piombo-acido ad alta potenza</i>	25-30	80	200-300	20000	150-200
<i>Ni-MeH ad alta energia</i>	70	170	200-260	>1000	1000- 2000
<i>Ni-MeH ad alta potenza</i>	35-50	90-120	500-100	100000	1000- 2000
<i>Li-Io ad alta energia</i>	120-150	140-300	240-420	800	700
<i>Li-Io ad alta potenza</i>	45-85	160-190	500-1000	150000	1000- 2000
<i>Batterie Zebra</i>	95	140	170	1000	500
<i>Ni-Cd</i>	55	110	400	1500	600

3.1.3 Batterie piombo-acido

3.1.3.1 Principali campi di applicazione delle batterie piombo-acido

Le batterie per avviamento (a volte chiamate anche SLI – Starting Lighting Ignition) sono generalmente impiegate per l'avviamento e il funzionamento dei motori a combustione interna. Pertanto la caratteristica principale di queste batterie è proprio quella di essere in grado di fornire forti correnti, dell'ordine diverse decine di A, per tempi relativamente brevi (secondi) durante l'avviamento di un motore a combustione interna.

Questo tipo di batterie è caratterizzato dalla presenza di un elevato numero di elettrodi più o meno sottili, al fine di massimizzare la superficie di contatto tra l'elettrodo stesso e l'elettrolita, per di fornire correnti elettriche anche molto intense per brevi periodi.

Queste batterie per la trazione (Deep Cycle) sono specificatamente progettate per poter essere scaricate fino all'80% circa e trovano il loro impiego principale nel settore della trazione elettrica (si pensi ad esempio alle vetturette elettriche utilizzate nei campi da golf o ai carrelli elevatori).

Hanno generalmente elettrodi meccanicamente più robusti rispetto alle batterie per avviamento, per sopportare sia una maggior numero di cicli carica/scarica che scariche fino all'80% circa.

Le batterie piombo-acido possono essere usati negli impianti fotovoltaici stand-alone per accumulare l'energia proveniente dai moduli solari. Bisogna fare attenzione ad utilizzare batterie specifiche per impianti fotovoltaici, che sono differenti dalle normali batterie per autotrazione. Le batterie più adatte sono quelle con la piastra positiva tubolare. La scelta del tipo e della capacità della batteria (in relazione ovviamente al tipo di utilizzo) è molto importante per la durata di vita della batteria stessa che può superare anche i 10 anni di vita.

3.1.3.2 Tipologie costruttive

L'elettrodo consiste di una griglia e del materiale attivo. Lo scopo della griglia è di distribuire la corrente e di fornire il supporto meccanico per il materiale attivo. Le piastre nelle batterie per i sistemi energetici rinnovabili ed altre applicazioni deep-cycle sono soprattutto piastre piane spesse, piastre tubolari o a spirale. Le batterie a piastre piane sono semplici fabbricare.

La maggior parte delle batterie sono del tipo Standard o sigillate (MF – Maintenance Free – senza manutenzione), caratterizzate dall'aver entrambi gli elettrodi (positivo e negativo) immersi in un elettrolita liquido (soluzione di acqua distillata e acido solforico). Le batterie standard sono dotate di tappi removibili per consentire il ripristino del livello dell'elettrolita mentre quelle sigillate (MF) sono costituite da forellini di ventilazione che (solitamente) non possono essere rimossi e che permettono all'eventuale gas che si genera durante la ricarica della batteria di disperdersi in aria al di fuori della batteria stessa.

Le batterie al gel contengono elettrolita gelificato mediante l'aggiunta di gel di silice: questo rende l'elettrolita (soluzione acida composta da acqua e acido solforico) una massa gelatinosa e solida.

Il vantaggio principale di queste batterie sta nel fatto che è assolutamente impossibile che rilascino acido, anche se l'involucro di cui sono costituite si rompesse o se fossero capovolte.

Pertanto anche queste batterie sono sigillate e non richiedono alcun tipo di manutenzione.

Tuttavia presentano anche qualche svantaggio: il principale è che devono essere caricate con correnti e tensioni più basse rispetto alle altre batterie, diversamente c'è la possibilità che si formino all'interno dell'elettrolita gelificato delle bolle di gas tali da danneggiarle permanentemente. È pertanto importante evitare di caricarle con i soliti caricabatterie rapidi (fast) ed economici, diversamente si degraderanno rapidamente risultando del tutto inservibili in breve tempo.

3.1.3.3 Meccanismi di danno e fattori di stress

Si deve fare fra i meccanismi di danno dei processi di invecchiamento, che sono cambiamenti irreversibili dei componenti della batteria (o della composizione materiale dei componenti) e i fattori di stress che sono caratteristiche delle condizioni di gestione della batteria e che alterano il tasso di azione dei meccanismi di danno. Da soli, i fattori di stress non cambiano i componenti o i materiali della batteria, tranne la stratificazione acida che può essere considerata sia come un meccanismo di danno che come un fattore di sforzo. L'influenza di un meccanismo di danno sulla prestazione di una batteria è una funzione del relativo modello, della selezione dei materiali e dei processi di fabbricazione. I principali meccanismi di danno sono:

- La corrosione della griglia positiva.
- La solfatazione irreversibile.
- Lo shedding.
- La perdita di acqua
- La degradazione del materiale attivo.
- La stratificazione dell'elettrolita.

Determinate caratteristiche delle condizioni di utilizzazione hanno un effetto particolarmente forte sui meccanismi di danno. Queste caratteristiche sono chiamate fattori di stress. I fattori di stress sono le quantità derivate dalla storia della tensione, della corrente e della temperatura durante il funzionamento della batteria.

I fattori identificati principali di stress sono:

- Tasso di scarica (highest discharge rate)
- Tempo alla condizione di bassa carica (time at low SoC)
- Consumo in Ah (Ah throughput)

- Fattore di carica (charge factor)
- Tempo fra due cariche complete (time between full charge)
- Ciclaggio parziale (partial cycling factor)
- La temperatura

Le definizioni dei fattori di stress è presentata in tabella 4, la quale mostra l'effetto dei fattori di stress sui meccanismi di danno trovati compreso l'importanza relativa dell'effetto.

I fattori di stress sono tutte condizioni che contribuiscono direttamente o indirettamente all'invecchiamento (irreversible degradation) della batteria ma non sono essi stessi dei veri meccanismi di invecchiamento. Il funzionamento di una batteria può essere descritto da una serie cronologica di temperature, tensioni, correnti e SoC (state of charge), l'ultimo ricavabile dalle serie cronologiche delle altre tre grandezze. I fattori di stress sono parametri statistici derivati da queste serie cronologiche. I fattori di stress rendono più semplice la caratterizzazione delle condizioni operative e le collegano all'invecchiamento. Nelle batterie piombo-acido i fattori di stress sono ad esempio, il consumo in Ah, il fattore di carica e il tempo tra due cariche successive.

I fattori di stress hanno una relazione con i meccanismi di invecchiamento, ma questo non significa che uno specifico fattore causi il processo di invecchiamento o che la sua rimozione possa fermare questo processo.

Tutti i sistemi energetici che utilizzano fonti rinnovabili possono essere classificate in un numero di categorie di "uso simile" basata su come le batterie sono usate (stressate) nel sistema energetico. Il numero dei fattori di stress selezionati è mantenuto basso per mantenere questi ultimi indipendenti con relativamente chiari i loro effetti nei meccanismi di invecchiamento e per mantenere una buona descrizione della categorizzazione. I fattori di stress individuali determinati durante il processo

categorizzazione sono: il fattore di carica (charge factor); consumo in Ah; tempo a bassi SOC; tasso di scarica più alto; e ciclaggio parziale. Altri due fattori di stress dipendenti dalle temperature sono stati definiti. Ognuno di questi fattori di stress è descritto nelle sezioni seguenti.

L'intensità di ogni singolo fattore di stress deve essere valutata in modo da quantificare l'influenza dei fattori nell'invecchiamento. Viene mostrato un indice di cinque livelli di intensità (1: Very low intensity; 2: Low intensity; 3: Medium intensity; 4: High intensity; and 5: Very high intensity).

I meccanismi di invecchiamento sono valutati tramite la combinazione delle intensità di fattori di stress.

Il charge factor è definito come gli Ah in carica divisi dagli Ah in scarica nel periodo di analisi. Esso rappresenta le perdite di Amperora associate all'uso della batteria. Indicizzazione del charge factor:

5: very high intensity	> 130 (%)
4: high intensity	[115; 130)
3: medium	[108; 115)
2: low	[102; 108)
1: very low	<= 102

Ah throughput è definito come Amperora cumulativi in scarica in un periodo di un anno normalizzati in unità della capacità nominale. Indicizzazione di Ah throughput:

- 5: very high intensity > 100 (C10)
- 4: high intensity [70; 100)
- 3: medium [40; 70)
- 2: low [10; 40)
- 1: very low <= 10

L'Highest discharge rate è definito come la più alta corrente a cui almeno 1% degli ah cumulativi sia stato scaricato. La corrente è espressa in unità della corrente nominale ($I_{10} = C_{10} / 10h$). Indicizzazione dell'highest discharge rate:

- 5: very high intensity > 1.7 (I10)
- 4: high intensity [1.4; 1.7)
- 3: medium [0.5; 1.4)
- 2: low [0.1; 0.5)
- 1: very low <= 0.1

Il Time between full charge è il tempo medio tra due ricariche sopra il 90% SoC. Indicizzazione di time between full charge:

- 5: very high intensity > 8 (days)
- 4: high intensity [2.5; 8)
- 3: medium [1.2; 2.5)
- 2: low [0.7; 1.2)
- 1: very low <= 0.7

Il Time at low SoC è la percentuale dell'anno durante la quale SoC è minore di 0,35. Indicizzazione di time at low SoC:

5: very high intensity	> 25 (%)
4: high intensity	[15.5; 25)
3: medium	[4.5; 15.5)
2: low	[1; 4.5)
1: very low	<= 1

Partial cycling factor: Ah throughput (in units of C10) cumulativi classificati nei seguenti intervalli di SoC:

5: very high intensity	> 70 (C10)
4: high intensity	[50; 70)
3: medium	[40; 50)
2: low	[30; 40)
1: very low	<= 30

Temperature acceleration factor: l'effetto dell'elevata temperatura della batteria è espressa dal temperature acceleration factor. Indicizzazione del temperature acceleration factor:

5: very high intensity	> 1.6
4: high intensity	[1.15; 1.6)
3: medium	[0.85; 1.15)
2: low	[0.4; 0.85)
1: very low	<= 0.4

Tabella 2. L'effetto dei meccanismi di stress sui meccanismi di invecchiamento indicato con i colori verde (nessun effetto), giallo (effetto medio) o blu (effetto forte)

	<i>Corrosion of the positive grid</i>	<i>hard/ irreversible sulphation</i>	<i>shedding</i>	<i>water loss / drying out</i>	<i>AM degradation</i>	<i>Electrolyte stratification</i>
<i>discharge rate</i>	Indirect through positive electrode potential	higher discharge rate creates smaller AM sulfate crystals and leads to inhomogeneous current	probably increased shedding due to the electrodes outer AM faction higher DOD level cycling	none	increases inner resistance due to AOS-model (agglomerate of sphere)	Higher discharge rate reduces electrolyte stratification.
<i>time at low states of charge</i>	Indirect through low acid concentration and low potentials	A strong positive correlation: longer time at a low SOC accelerates	no direct impact	none	None	Indirect effect Longer time leads to higher sulphation
<i>Ah throughput</i>	no impact	no direct impact	impact through mechanical stress	no direct impact	loss of active material structure, larger crystals	A strong positive correlation: Higher Ah throughput leads to higher stratification
<i>charge factor</i>	no direct impact.	positive impact through regimes with high charge factor	strong impact through gassing	strong impact	no direct impact	A strong positive correlation:
<i>Time between full charge</i>	Strong negative correlation: shorter time increases corrosion.	Strong positive correlation:	A negative influence, increasing with decreasing time.	A negative influence, increasing with decreasing time	no direct impact	A strong positive correlation
<i>Partial cycling</i>	An impact through potential variations	A positive impact. Higher Ah throughput at lower SOC increases sulphation.	no direct impact However when partial cycling is minimal.	no direct impact However when PC is of e minimal value	no direct impact	Higher partial cycling at lower SOC leads to higher stratification

3.2 Supercondensatori

3.2.1 Fenomeno fisico

Il supercondensatore è un dispositivo di conservazione dell'energia che ha una proprietà specifica che lo rende un componente interessante in alcune applicazioni. Questa proprietà è la sua alta densità relativa di potenza che gli permette di trattare le fluttuazioni veloci di energia. Nel paragonare i supercondensatori alle batterie la differenza principale è nella densità di potenza e di energia. I supercondensatori hanno una densità di energia significativamente più bassa rispetto alle batterie ma da un lato hanno una densità di potenza più alta. Ciò può essere visto nella Fig. 3.2 che rappresenta un diagramma di Ragone dei diversi sistemi di immagazzinamento energetico. Un'altra differenza è il principio di funzionamento. Le batterie usano processi chimici per accumulare l'energia che può essere liberata come elettricità.

L'energia accumulata nei supercondensatori deriva dalla separazione della carica. Ciò significa che l'esigenza di prodotti chimici è ridotta, il che permette una vita più lunga dei supercondensatori.

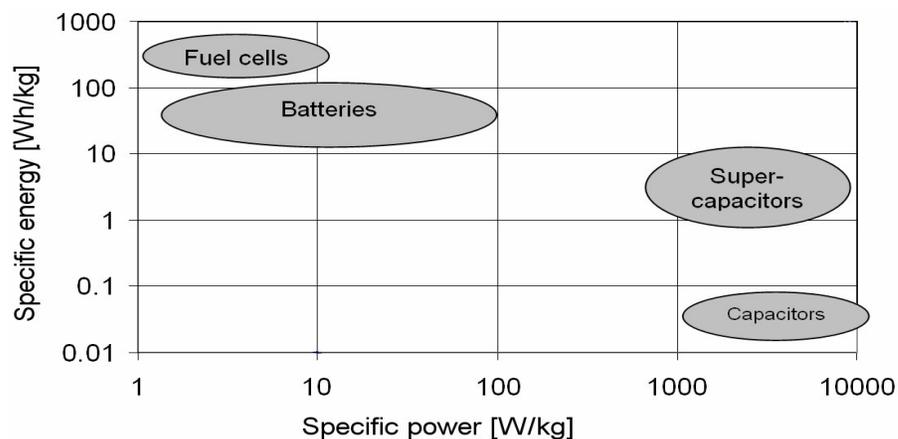


Fig. 3.2 Diagramma di Ragone che mostra le proprietà energetiche e di potenza dei diversi dispositivi

Il principio fisico dietro i condensatori elettrolitici è stato descritto da Hermann von Helmholtz nel 1853. Helmholtz ha concluso che l'interazione fra un conduttore e l'elettrolita all'interno di un condensatore è determinata tramite i rapporti elettrostatici e che ci è nessuna reazione chimica ha coinvolto nel processo. Il supercondensatore è basato su questa teoria ed è una versione migliorata del modello originale del condensatore.

I primi supercondensatori avevano una resistenza serie elevata, cosa che induceva un rendimento medio ed una potenza specifica limitata. Negli ultimi anni, si è assistito molto ad un grande sforzo da parte dei fabbricanti per diminuire la resistenza interna, aumentare la capacità di accumulo, come pure la tensione nominale di funzionamento. La tabella seguente dà l'illustrazione dell'evoluzione delle prestazioni dei supercondensatori.

Tabella 3. Evoluzione delle caratteristiche dei supercondensatori Maxwell

Tensione nominale	Capacità [F]	Volume [L]	Resistenza serie [mΩ]	Potenza Specifica	Energia Specifica	Corrente [A]					
2.3V	100 600 1800 2300 2700 3600	0.031 0.183 0.26 0.59 0.60 0.59	8 2 0.4 0.5 0.6 0.59	4.5 kW/kg; 5.4 kW/l	2.0 Wh/kg; 2.4 Wh/l	30 300 - 400 400 200					
				2.3 kW/kg; 3.6 kW/l	1.5 Wh/kg; 2.4 Wh/l						
				10.7 kW/kg; 12.8 kW/l	4.5 Wh/kg; 5.1 Wh/l						
				3.6 kW/kg; 4.5 kW/l	2.3 Wh/kg; 2.9 Wh/l						
				3.0 kW/kg; 3.7 kW/l	2.7 Wh/kg; 3.4 Wh/l						
				1.7 kW/kg; 1.9 kW/l	4.1 Wh/kg; 4.5 Wh/l						
				2.5V	200 600 1200 2700 3600 5000		0.047 0.14 0.23 0.52 0.64 0.80	1.8 0.6 0.4 0.23 0.2 0.25	16 kW/kg; 18 kW/l	3.2 Wh/kg; 3.7 Wh/l	50 300 300 500 500 500
									16.3 kW/kg; 18.8 kW/l	3.3 Wh/kg; 3.8 Wh/l	
13 kW/kg; 17.3 kW/l	3.5 Wh/kg; 4.6 Wh/l										
11.3 kW/kg; 13 kW/l	3.9 Wh/kg; 4.5 Wh/l										
11.2 kW/kg; 12.3 kW/l	4.5 Wh/kg; 4.9 Wh/l										
7.4 kW/kg; 7.8 kW/l	5.1 Wh/kg; 5.4 Wh/l										
2.7V	2600	0.36	0.28			4.1 Kw/kg			5.6 Wh/kg	500	

In un condensatore elettrostatico tradizionale gli elettrodi consistono in una superficie sottile in cui le cariche si raggruppano. In un supercondensatore gli elettrodi consistono in una struttura micro- porosa che può essere fatta in carbonio ed intorno vi è depositato l'elettrolita. Questa struttura ha un'area specifica significativamente più grande di quella che hanno i condensatori elettrostatici. Per separare l'anodo ed il catodo fra gli elettrodi è posizionata una membrana sottile di isolamento. Anche se la membrana separa la superficie degli elettrodi permette ancora agli ioni di muoversi liberamente.

La differenza principale fra il supercondensatore ed il condensatore elettrostatico comune è che l'elettrolita nel supercondensatore contiene le cariche sotto forma di ioni. Il condensatore comune non ha questo tipo di cariche libere.

Le proprietà dell'elettrolita hanno fissato la tensione massima per i condensatori. La tensione massima deve essere più bassa della tensione di ossidazione per l'elettrolita. Se si raggiunge la tensione di ossidazione viene iniziato un processo chimico nell'elettrolita che genera gas nell'elettrolita. Oggi gli elettroliti disponibili permettono raggiungere una tensione massima fino a 2,8 V. Una proprietà importante dell'elettrolita è che deve essere in grado di dissolvere alcuni tipi di sali che forniscono gli ioni liberi nel condensatore.

Un'altra proprietà voluta è che gli ioni hanno un'alta mobilità nell'elettrolita. Questo perché è la mobilità che principalmente determina la resistenza serie del supercondensatore (l'alta mobilità dà la resistenza serie bassa e viceversa). L'altro contributo alla resistenza di serie viene dalla resistenza nei conduttori ma quello è relativamente piccolo confrontato con il contributo dall'elettrolita.

All'interno del supercondensatore ci sono principalmente due leggi fisiche che determinano il comportamento degli ioni, diffusione e rapporto elettrostatico. Quando il supercondensatore è completamente scarico gli ioni nell'elettrolito si distribuiscono

uniformemente per la diffusione. Non appena il supercondensatore è caricato gli ioni sono attratti dal campo elettrico che è formato fra gli elettrodi. A causa di questo campo si ha la separazione degli ioni. L'autoscarica dei supercondensatori avviene principalmente tramite la diffusione. Un supercondensatore può essere schematizzato da due capacità rappresentative di cariche conservate collegati tramite una resistenza associata all'elettrolita.

Quando il supercondensatore è caricato, gli elettroni al catodo attraggono gli ioni positivi e sull'anodo le lacune di elettroni attraggono gli ioni negativi per ottenere localmente un equilibrio caricato. Questa attrazione degli ioni conduce ad una capacità che è formata fra gli ioni e la superficie dell'elettrodo. Il nome doppio strato viene dai due strati degli ioni su ciascuno elettrodo.

Lo strato più vicino all'elettrodo funge da dielettrico e lo strato dopo il primo contiene le cariche (succede questo su tutti e due gli elettrodi e quindi la capacità totale consiste in queste due capacità collegate in serie). Quando le cariche attraggono gli ioni, si riuniscono sulla superficie dell'elettrodo (come mostrato in Fig. 3.3 nel caso ideale). Nell'immagine che descrive la condizione di carica, tutti gli ioni sono ai loro rispettivi elettrodi, in realtà la diffusione induce alcuni ioni ad essere situati a svariate distanze intorno agli elettrodi. L'intensità del campo elettrico determina la concentrazione di ioni sugli elettrodi, in modo da significa che una tensione aumentata provoca una capacità aumentata.

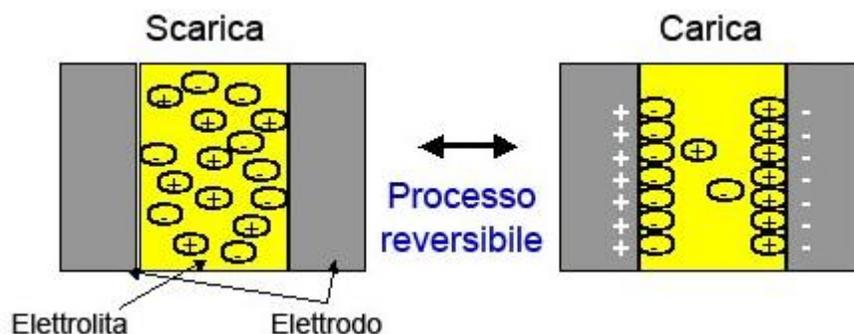


Fig. 3.3 Fenomeno del doppio strato di carica

Esternamente alla superficie di carbonio ci sono due strati, lo strato interno consiste di molecole non conduttrici dall'elettrolito. Lo strato esterno consiste in ioni circondati dalle molecole dell'elettroliti. La distanza fra la superficie del carbonio e gli ioni è simile alla distanza fra gli elettrodi che esiste in un condensatore comune. La Fig. 3.4 mostra un'illustrazione di questo processo vicino al lato del catodo del supercondensatore, un simile processo si presenta all'anodo. Ciò significa che la capacità dipende dalla concentrazione degli ioni sugli elettrodi ed sull'area del carbonio. Poiché l'area è estremamente grande e la distanza fra la superficie e gli ioni è molto breve, il risultato di questa combinazione in una grande capacità.

In un condensatore, l'energia conservata è legata al valore di C ed alla tensione di esercizio:

$$E = \frac{1}{2} CV$$

Dove $C = \varepsilon_0 \varepsilon_r \frac{S}{D}$ (S: superficie degli elettrodi, D: spessore del dielettrico).

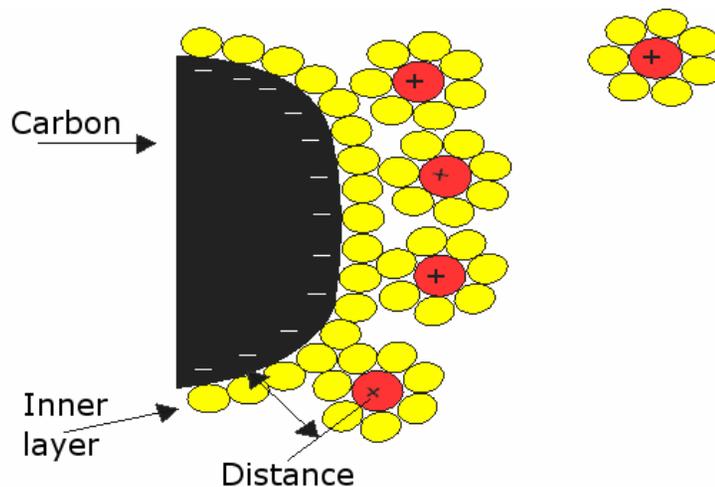


Fig. 3.4 Fenomeno che si tiene vicino alla superficie di carbonio

Se si vuole aumentare l'energia immagazzinata, occorre aumentare la costante dielettrica relativa o aumentare il rapporto S/D .

Il doppio strato è creato dall'interfaccia elettrodo-elettrolita in soluzione solida ed è dovuto alla separazione della carica. I due strati della carica sono formati da un'eccedenza di elettroni su di un lato e da un'eccedenza di ioni positivi sull'altro lato. Il doppio strato molecolare che si stabilisce all'interfaccia tra elettrodo ed elettrolita può essere rappresentato approssimativamente come un condensatore a facce piane e parallele, dove lo spessore del dielettrico D è pari alla distanza di separazione delle cariche (dell'ordine di pochi angstrom).

Esistono diversi tipi di composti carboniosi che possono fungere da materiali per gli elettrodi polarizzabili. In particolare, i carboni attivi e le fibre di tessuto attivato, che possiedono superfici attive molto grandi e permettono aumentare la capacità. Utilizzando per elettrodo il carbone attivo, si aumenta notevolmente l'area della superficie effettiva S , riuscendo così a raggiungere valori del rapporto S/D vicini a 10^{12} m, il che può significare una capacità del condensatore di 1 F/cm^2 di superficie degli elettrodi.

I tessuti attivati sono prodotti basati sull'utilizzo di fibre polimeriche che hanno subito una calcinazione ed un'attivazione. Le superfici specifiche attive raggiungono i $2000 \text{ m}^2/\text{g}$. Rispetto ai carboni attivi, questi prodotti presentano porosità ben superiori, una migliore conducibilità elettronica con meno impurità. Il solo svantaggio di questo tipo d'elettrodo è il costo molto superiore rispetto alla tecnologia basata sui carboni attivi.

3.2.2 Gestione dei flussi di potenza

Quando sono presenti supercondensatori, la loro ricarica può avvenire con l'inseguimento dello stato di carica di riferimento mediante una legge proporzionale. Vengono previsti un valore, sia positivo che negativo, della P_{max} di ricarica ed una fascia di ampiezza 2ε intorno al SOC di riferimento nella quale non viene fornita potenza. Quest'ultima precauzione serve ad evitare effetti di “pompaggio” intorno al valore di riferimento e si giustifica in base alla velocità di variazione del SOC dei supercondensatori nel tempo.

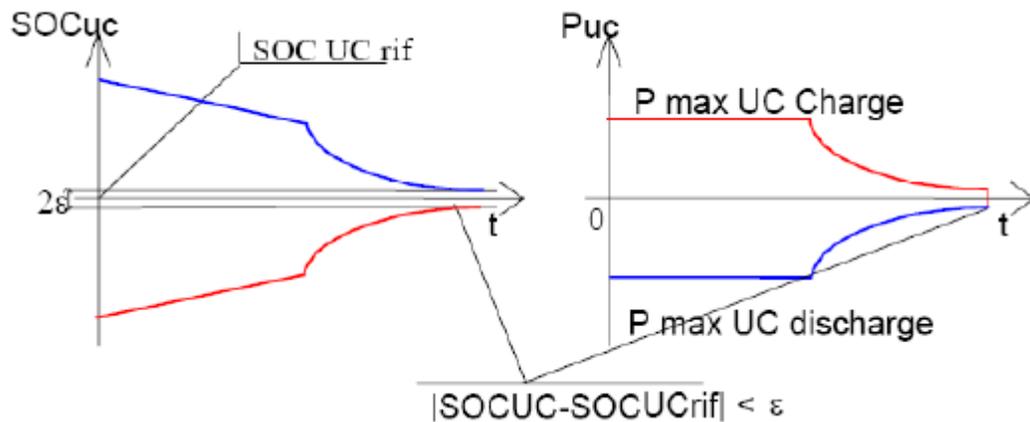


Fig. 3.5 Gestione dei flussi di potenza nei Supercondensatori

La Fig. 3.5 illustra il modo di procedere, sia nel caso di SOC maggiore che minore di quello di riferimento. Calcolando la potenza necessaria alla ricarica dei supercondensatori ed associandola a quella del carico è possibile ricondurre il problema della gestione di un sistema ad accumulo misto a quello di un sistema classico formato da una sorgente di energia primaria ed una batteria.

3.2.3 Differenze tra supercondensatori e batterie

Un beneficio che si ottiene usando i supercondensatori è che hanno una durata di vita lunga, circa 1000000 cicli di carico, confrontati con alcuni tipi di batteria che durano circa 1000 cicli. Il numero dei cicli per le batterie è valido per le variazioni del SOC di circa 80%. Un altro beneficio dei supercondensatori è che il numero dei cicli di carica non è influenzato fortemente dalla variazione del SOC in confronto alle batterie. Dato che la velocità delle reazioni chimiche che si sviluppano nelle batterie dipendono dalla temperatura, le prestazioni si degradano alle temperature estreme. Al contrario nei supercondensatori, dove non avvengono reazioni chimiche complesse e la conducibilità dell'elettrolita è alta, il campo di applicazione varia da 70°C a -20°C (per temperature inferiori è la conducibilità dell'elettrolita a porre dei limiti di funzionamento ma anche a -40°C il supercondensatore può operare a potenza dimezzata). Le batterie hanno una durata di vita significativamente più breve se sono utilizzate nei cicli con una grande variazione del SOC rispetto ai cicli a bassa variazione del SOC. Oggi le differenze nella densità di potenza e di energia fra queste componenti possono essere utilizzate come vantaggio unendole in una centrale elettrica in cui possono essere da complemento l'uno verso l'altro.

Tabella 4. Confronto tra diversi sistemi di accumulo

	<i>Condensatori Classici</i>	<i>Supercondensatori</i>	<i>Batterie</i>
<i>Energia Specifica [Wh.kg⁻¹]</i>	<0,1	1-10	10-150
<i>Potenza Specifica [W.Kg⁻¹]</i>	<100.000	<10.000	<1.000
<i>Durata di Vita [Cicli]</i>	>500.000	>500.000	1.000
<i>Durata del carico nominale</i>	10 ⁻⁵ – 10 ⁻³ secondi	1 – 30 secondi	1 – 5 ore
<i>Durata dello scarico nominale</i>	10 ⁻⁵ – 10 ⁻³ secondi	1 – 30 secondi	0,3 – 3 ore
<i>Rendimento [%]</i>	>95%	85% - 98%	70% - 85%

La ragione per la quale principale i supercondensatori non sono utilizzati oggi nelle più svariate applicazioni è il costo. Il prezzo per un supercondensatore Maxwell è oggi di intorno ad 1 centesimo per farad o \$ 2.85 per kJ ma il loro prezzo probabilmente si ridurrà in avvenire.

Con nuova tecnologia i supercondensatori possono raggiungere una densità di energia più alta confrontata ai supercondensatori che sono oggi sul mercato e potrebbero persino raggiungere un livello di densità paragonabile di energia a quello di alcune batterie.

CAPITOLO IV

CONVERTITORI DC/DC NEGLI IMPIANTI BASATI SU

FONTI RINNOVABILI

4.1 Componenti elettronici di potenza

L'energia elettrica è disponibile quasi esclusivamente sotto forma di corrente alternata trifase a tensione e frequenza fisse. Attualmente però, in un sempre più elevato numero di applicazioni sia industriali che civili, si richiedono alimentazioni flessibili in corrente alternata o in corrente continua, poiché per il controllo del moto dei motori è necessario poter variare la tensione e/o la frequenza di alimentazione.

Questo problema si risolve inserendo tra rete di alimentazione e motore dei particolari dispositivi, noti come convertitori statici in quanto privi di organi in movimento, la cui notevole attuale diffusione è dovuta alla loro economicità, flessibilità di impiego, affidabilità ed elevato rendimento.

Alla base dello sviluppo dei convertitori statici sta, oltre l'adozione di tecniche di controllo sempre più sofisticate, l'evoluzione tecnologica dei vari componenti elettronici di potenza che li costituiscono, sempre più potenti, veloci ed economici.

Tali componenti: diodi, tiristori e transistori sono degli interruttori elettronici unidirezionali, che possono assumere i seguenti due stati: stato di conduzione e stato di interdizione, e che nello stato di conduzione consentono alla corrente di circolare in un unico verso.

a) Il diodo: (Fig. 4.1) è un dispositivo con due elettrodi (anodo e catodo) assimilabile ad un interruttore ideale comandato dalla tensione che lo alimenta; è cioè un semiconduttore non controllato che passa automaticamente dallo stato di interdizione a quello di conduzione non appena assume lo stato di polarizzazione positiva (cioè anodo a potenziale maggiore del catodo) e ritorna allo stato di interdizione non appena la corrente che lo attraversa si annulla.

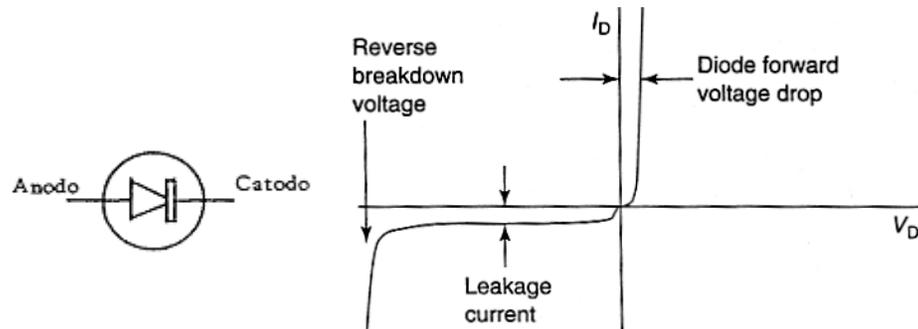


Fig. 4.1 Lo schema e andamento corrente vs tensione del diodo

Quindi un diodo, inserito in un circuito costituito da un generatore di tensione sinusoidale e da un carico, conduce:

- nel caso di carico resistivo solo durante il semiperiodo in cui la tensione di alimentazione è positiva (Fig. 4.1a) e la corrente che lo attraversa ha lo stesso andamento temporale della tensione;

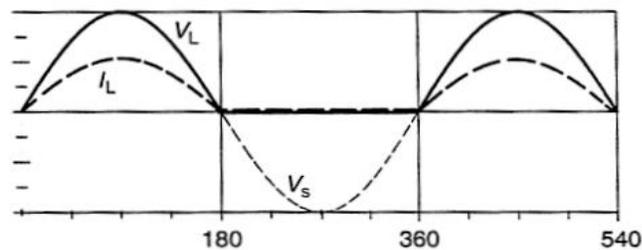


Fig. 4.1a Andamento del diodo nel caso di carico resistivo

- nel caso di carico ohmico-induttivo non solo durante il semiperiodo in cui la tensione di alimentazione è positiva ma, grazie all'energia immagazzinata nell'induttanza, anche quando la tensione si inverte fino a che la corrente non si annulla (Fig 4.1b).

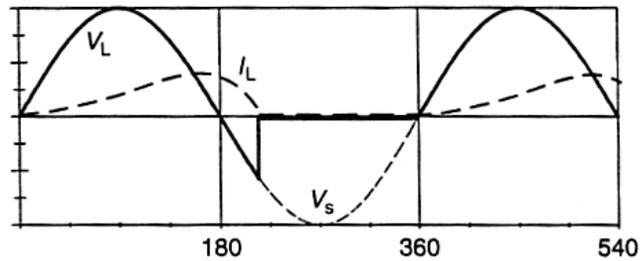


Fig. 4.1b Andamento del diodo nel caso di carico ohmico-induttivo

b) I Tiristori indica in generale una famiglia di dispositivi a semiconduttori (SCR, Triac, GTO, IGCT) che, a seguito di un impulso di corrente inviato ad un elettrodo di controllo detto gate possono passare dallo stato di interdizione a quello di conduzione. Più propriamente con il termine tiristore è indicato un dispositivo costituente un diodo controllato da cui la sigla SCR (silicon controlled rectifier).

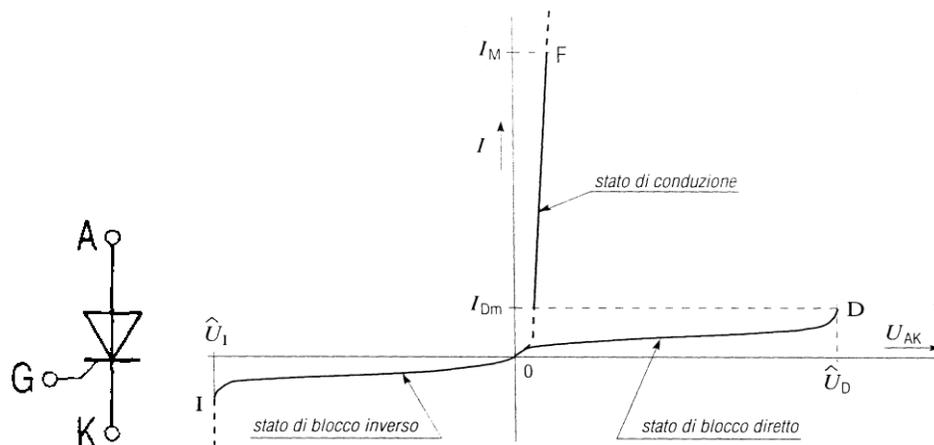


Fig. 4.2 Lo schema e l'andamento del tiristore

c) I transistori (BJT, MOSFET, IGBT) sono dispositivi controllati sia in chiusura che in apertura, che hanno tre terminali: collettore, emettitore e base.

I tipi più utilizzati sono:

- I BJT (bipolar junction transistor – Fig. 4.3a) agiscono come tasti chiusi o aperti a seconda che ci sia o no una elevata corrente di base; sono i transistori meno costosi, ma a causa della relativamente complessa circuiteria di comando, del fatto che sono controllati in corrente, del non trascurabile consumo di potenza del circuito di pilotaggio, in quanto la corrente di base è dell'ordine di qualche ampere, e della minore frequenza di commutazione sono stati rimpiazzati da MOSFET e IGBT;
- I MOSFET (metal-oxide semiconductor field-effect transistor – Fig.4.3b) rispetto ai BJT presentano i seguenti vantaggi: potenza di comando praticamente nulla, in quanto sono controllati in tensione, circuiti di comando più semplici e più efficienti, frequenze di commutazione più alte (>100kHz) ma limitatamente ad applicazioni di bassa potenza (alcuni kVA) e perdite di commutazione molto minori; le perdite di conduzione sono però molto maggiori;
- Gli IGBT (insulated-gate bipolar transistor – Fig 4.3c), se si esclude il campo di potenze oltre il MVA, l'IGBT è attualmente il principale componente di quasi tutti i convertitori statici di potenza che trovano impiego in applicazione quali: azionamenti da qualche centinaio di VA a diverse centinaia di kVA, UPS per utenze privilegiate, alimentatori stabilizzati, alimentazione di lampade fluorescenti, ecc.; essi sono dispositivi ibridi che consentono di trattare elevate correnti con basse perdite di conduzione come i BJT, presentano facilità di controllo e basse perdite di commutazione come i MOSFET richiedono, essendo controllati

in tensione, poca potenza di comando e possono resistere a tensioni inverse come i GTO. Gli IGBT passano dallo stato di interdizione a quello di conduzione applicando una tensione continua positiva al loro gate e ritornano allo stato di interdizione rimuovendola; durante lo stato off la tensione di gate viene normalmente mantenuta ad un piccolo valore negativo per impedire che passi allo stato on.

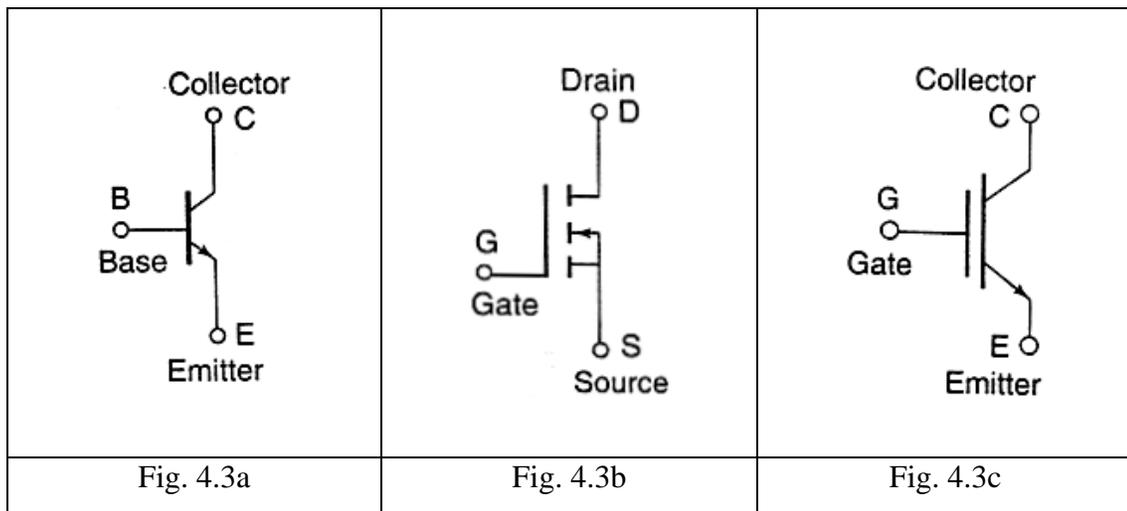


Fig. 4.3 Tipi di Transistori

In figura 4.4 sono fornite alcune indicazioni di massima per quanto riguarda la scelta tra MOSFET e IGBT.

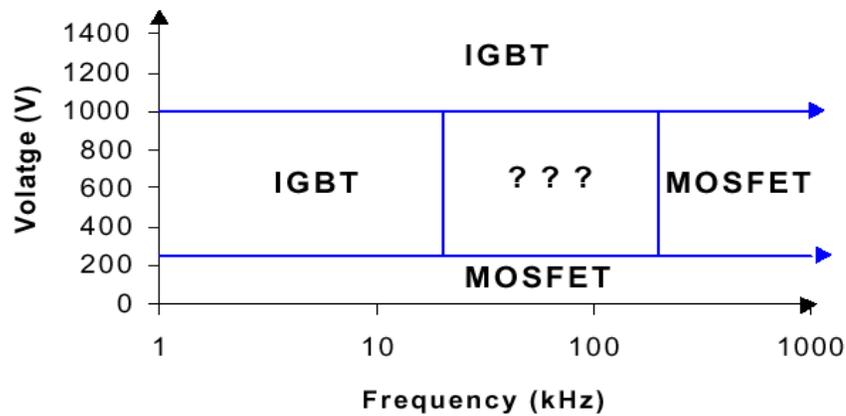


Fig 4.4 Scelta tra MOSFET e IGBT

Nella tabella 5 sono riassunte alcune delle principali caratteristiche dei semiconduttori.

Tabella 5. Caratteristiche dei semiconduttori

	BJT	MOSFET	IGBT
Perdite	Alte	Molto Alte	Basse
Pilotaggio	Medio	Molto semplice	Semplice
Frequenza	Alta $\approx 5\text{kHz}$	Molto alta $> 100\text{kHz}$	Alta $\approx 10\text{kHz}$
Corrente	Media	Molto bassa	Medio alta
Tensione	Media	Molto bassa	Media
Pmax	$\cong 100\text{kVA}$	$\cong 5\text{kVA}$	$\cong 500\text{kVA}$

Utilizzando i suddetti semiconduttori è possibile realizzare varie tipologie di convertitori statici che ci permettono di controllare il moto dei motori elettrici, attraverso la trasformazione della generica rete rigida di alimentazione disponibile in una opportuna rete flessibile.

Il tipo di convertitore usato dipende dal tipo di alimentazione disponibile e dalle caratteristiche del motore e della macchina operatrice azionata (tipo di dinamica, quadranti del piano C- Ω in cui deve poter funzionare, ecc.).

In particolare:

- per il controllo dei motori in corrente continua, passo-passo e SR si utilizzano convertitori statici (raddrizzatori, chopper, circuiti di pilotaggio, inverter asimmetrici) in grado di fornire tensioni periodiche a valore medio regolabile;

- per il controllo dei motori asincroni, sincroni e brushless si utilizzano convertitori statici (inverter e parzializzatori di tensione) in grado di fornire sistemi trifasi di tensioni alternate di cui si può controllare il valore efficace e/o la frequenza della fondamentale e l'ordine delle armoniche.

Esistono anche, i convertitori statici a commutazione naturale, non sono utilizzabili nel caso in cui la rete di alimentazione disponibile sia in corrente continua (azionamenti per ferrovie, metropolitane, tranvie, veicoli a batteria), e quando (con alimentazione in corrente alternata) si desidera realizzare un azionamento ad alta dinamica (robot, azionamenti per macchine utensili, ecc.). In tali casi si devono necessariamente utilizzare convertitori a commutazione forzata, cioè chopper a transistori o a tiristori.

- I chopper a transistori consentono elevate frequenze di commutazione (5-20 kHz), ottima risposta dinamica del sistema e limitato declassamento del motore. Tali chopper sono largamente utilizzati nella struttura a ponte per gli azionamenti di potenza medio - piccola funzionanti in tutti e quattro i quadranti del piano C- Ω .
- I chopper a tiristori invece consentono elevate potenze di commutazione ma comportano complicazioni nel circuito di potenza e in quello di controllo e basse frequenze di commutazione (0,1-1 kHz).

4.2 Convertitori DC-DC

I convertitori DC/DC sono apparecchiature di Elettronica di Potenza che rendono possibile la Connessione di reti in continua, aventi livelli di tensione differenti.

Essi sono, talvolta, denominati chopper, termine che in inglese significa “affettatore”, perché il loro principio di funzionamento si basa sulla parzializzazione della loro tensione di uscita sul carico e, cioè, sulla variazione dell’intervallo di tempo di conduzione di alcuni elementi semiconduttori.

Questi convertitori sono generalmente controllabili, cosicché le tensioni di uscita possono essere regolate e/o mantenute costanti, anche se si hanno variazioni della tensione di alimentazione o del carico.

I convertitori elettronici a switch DC-DC sono disponibili per convertire un livello di tensione in un altro.

Questi circuiti, molto simili agli alimentatori switching, tipicamente compiono la conversione applicando tensione continua DC su un induttore per un periodo di tempo, nel quale scorre una corrente elettrica così da immagazzinare energia magnetica, quando viene tolta la tensione si trasferisce l'energia immagazzinata come tensione d'uscita del convertitore in maniera controllata. Agendo sul rapporto di on/off time, detto anche duty cycle, la tensione d'uscita rimane regolata anche se la corrente d'uscita cambia. Questo metodo di conversione è molto efficiente (compreso tra 80% e il 95%) a differenza del metodo lineare che dissipa potenza.

Questi Convertitori sono impiegati in una varietà di applicazioni, comprese le forniture di potenza per il computer personale, attrezzature d'ufficio, sistemi di alimentazione dei veicoli spaziali, computer portatili e apparecchiature di telecomunicazione, così come gli azionamenti motore a corrente continua. L'ingresso di un convertitore DC-DC è una tensione continua V_g non regolata. Il convertitore genera una tensione di uscita regolata V , con una magnitudine (e forse polarità) che differisce da V_g .

Uno svantaggio dei convertitori a commutazione è il rumore elettrico generato alle alte frequenze che comunque può essere limitato con appositi filtri.

4.2.1 Principi di Commutazione

Prima di iniziare le spiegazioni della teoria dei diversi tipi di convertitori, alcuni elementi di base della conversione di potenza sono presentati a continuazione:

4.2.1.1 La legge d'induttanza

Se c'è una tensione costante in un induttore, una corrente fluirà attraverso di questo induttore (e questa corrente varia nel tempo). Si noti che la corrente che scorre in un induttore sarà variabile nel tempo, anche se la tensione è costante. E' altrettanto corretto dire che, se una variabile nel tempo è forzata a scorrere sull'induttore, una tensione ai capi di un induttore dà una corrente. La legge fondamentale che definisce il rapporto tra la tensione e la corrente in un induttore è data dalla equazione:

$$V = L \frac{di}{dt}$$

Due importanti caratteristiche di un induttore, che derivano direttamente dalla legge di induttanza, sono:

- 1) Una tensione attraverso di un induttore da una corrente variabile nel tempo
- 2) Una corrente che scorre in un induttore non può cambiare il valore immediatamente (in tempo zero), poiché ciò richiederebbe tensione infinita. Tuttavia, quanto più velocemente la corrente sarà cambiata in un induttore, maggiore sarà la tensione risultante.

I principi di induttanza sono illustrati nella figura 1.5.

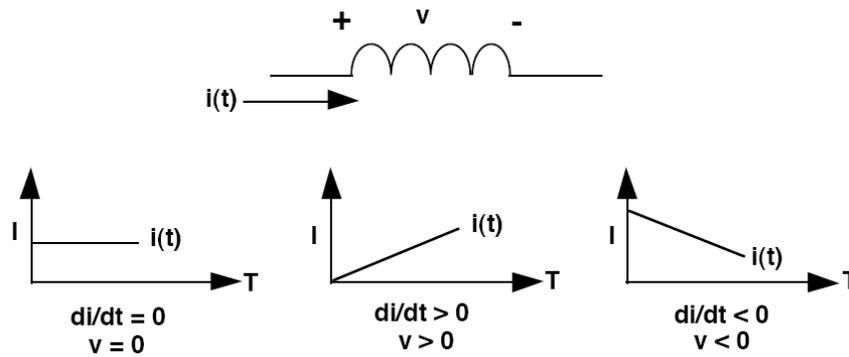


Fig. 4.5 Rapporto tra tensione e corrente nella induttanza

Il parametro importante è il termine di/dt , che è semplicemente una misura delle variazioni della corrente nel tempo, definita come la pendenza del grafico corrente in un punto determinato.

4.2.1.2 Trasformatore ideale

Lo schema del convertitore può quindi essere rappresentato come un circuito elettrico equivalente composto da due sorgenti (una di corrente e l'altra di tensione) dipendenti (Fig. 4.6), il che equivale allo schema di un trasformatore ideale con rapporto di spire pari a $1:M(D)$ (Fig. 4.7)

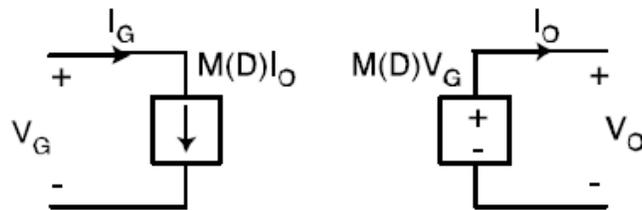


Fig. 4.6 Schema del convertitore dc-dc ideale

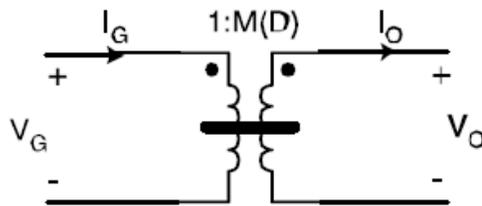


Fig. 4.7 Schema del trasformatore ideale

Un convertitore DC/DC ideale può quindi essere rappresentato da un trasformatore ideale il cui rapporto spire dipende dal duty-cycle D con cui viene fatto funzionare il convertitore.

Infatti, la soluzione relativa al funzionamento dei convertitori switching consiste nell'analisi dei circuiti equivalenti del convertitore in esame in base allo stato (acceso/spento) degli interruttori che compongono il circuito. Modellizzandolo invece come un trasformatore ideale, il circuito da risolvere non dipende più dallo stato degli interruttori (acceso/spento).

4.2.1.3 Pulse-Width Modulation (PWM)

La modulazione di larghezza di impulso, dall'inglese pulse-width modulation o PWM, è un tipo di modulazione analogica in cui l'informazione è codificata sotto forma di durata nel tempo di ciascun impulso di un segnale.

La durata di ciascun impulso può essere espressa in rapporto al periodo tra due impulsi successivi, implicando il concetto di duty cycle. Un duty cycle pari a 0% indica un impulso di durata nulla, in pratica assenza di segnale, mentre un valore del 100% indica che l'impulso termina nel momento in cui inizia il successivo.

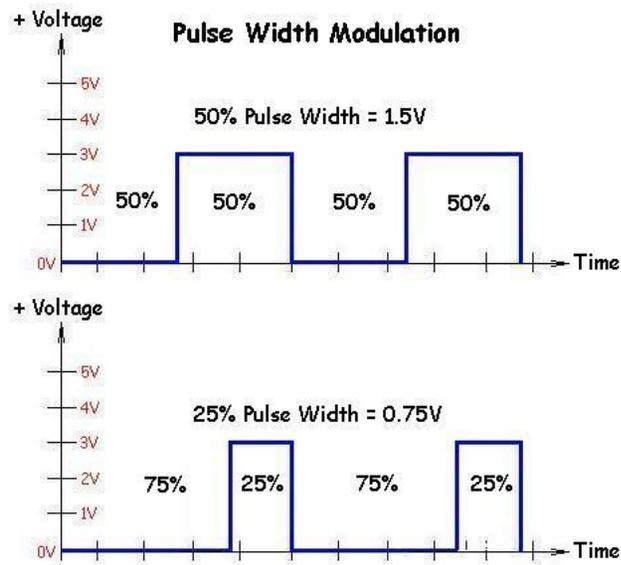


Fig. 4.8 PWM per un Duty Cycle di 25% e 50%

La modulazione a larghezza di impulso è largamente utilizzata anche per regolare la potenza elettrica inviata ad un carico, per esempio negli inverter, per regolare la velocità dei motori in corrente continua e per variare la luminosità delle lampadine.

Come si può intuire, con un duty cycle pari a zero la potenza trasferita è nulla, mentre al 100% la potenza corrisponde al valore massimo trasferito nel caso non sia presente il circuito di modulazione. Ogni valore intermedio determina una corrispondente fornitura di potenza.

In alta frequenza il sistema di controllo di potenza può essere realizzato utilizzando semiconduttori. Cioè, lo stato ON o OFF della stessa modulazione può essere usato per controllare gli interruttori, controllando in tal modo la tensione o la corrente attraverso il carico. Il principale vantaggio di questi tipi di interruttori è che la caduta di tensione durante la conduzione e gli stati di non conduzione è idealmente pari a zero.

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.

4.3 Tipologie dei Convertitori DC-DC

Le più semplici topologie di convertitori sono:

- Buck converter (convertitore riduttore): La tensione di uscita presenta una ondulazione alla frequenza di commutazione che si sovrappone alla componente continua; la corrente in ingresso pulsa tra un valore massimo e zero. La variazione brusca dell'energia di ingresso comporta problemi di compatibilità elettromagnetica e richiede quindi la presenza di un filtro in ingresso, ciò costituisce un limite all'aumento della frequenza di commutazione per convertitori di alta potenza; in quanto i filtri di ingresso sono ingombranti e costosi.
- Boost converter (convertitore elevatore): Un suo difetto è la notevole ondulazione della corrente in uscita, dovuta al fatto che durante il tempo di carica dell'induttore tutta la corrente di uscita è fornita dalla capacità.
-
- Buck-Boost converter: Consente di elevare o ridurre la tensione di uscita rispetto a quella di ingresso; comporta però l'introduzione di correnti pulsanti in ingresso e in uscita.

Nel seguito si farà una descrizione dettagliata di ognuno di questi tipi di convertitori.

4.3.1 Convertitore Buck

Un convertitore Buck è un convertitore DC-DC riduttore (anche chiamato step-down). Il circuito è costituito da due interruttori (un transistor e un diodo), un induttore e un condensatore. Questo è utilizzato per convertire una tensione continua a bassa tensione continua DC con la stessa polarità.

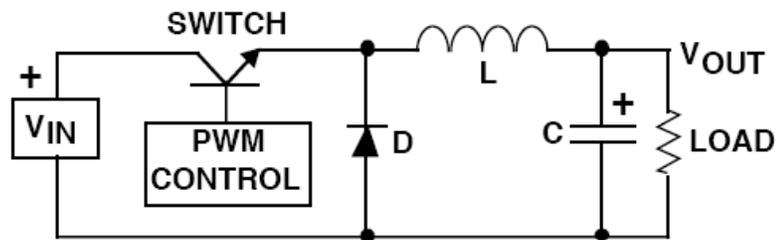


Fig. 4.9 Convertitore Buck

Il funzionamento del convertitore buck è semplice, tramite 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) se la corrente che circola nell'induttore (I_L) non va mai a zero durante il ciclo di commutazione.

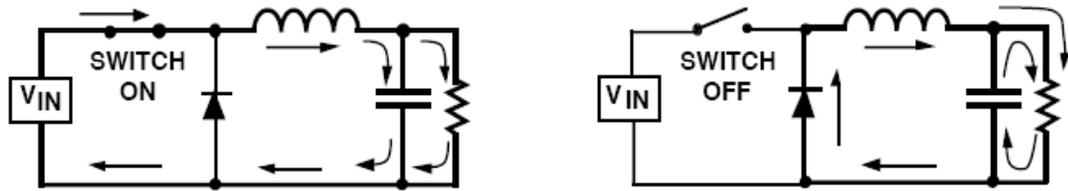


Fig 4.10 Le due configurazioni del convertitore Buck: stato "on" e stato "off"

Quando l'interruttore è chiuso (stato "on", Fig. 4.10 sinistra), 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; mentre quando l'interruttore è aperto (stato "off", Fig. 4.10 destra) 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. L'energia immagazzinata nell'induttore è pari a:

$$E = \frac{1}{2} L \cdot I^2$$

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 ed il suo andamento è simile a quello della Fig. 4.11

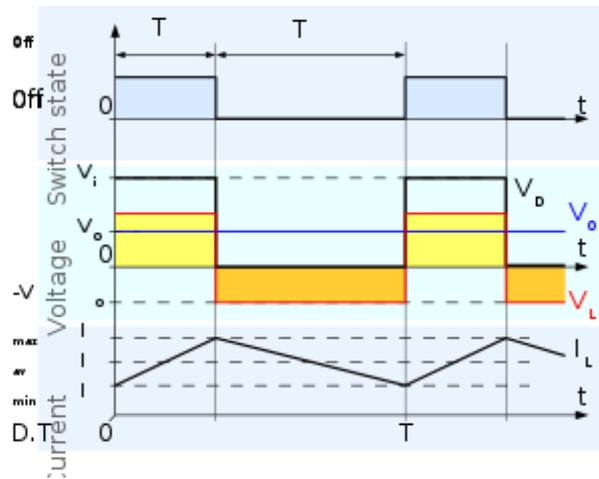


Fig. 4.11 Forme d'onda di corrente e tensione in funzione del tempo, in un convertitore buck in funzionamento continuo

La tensione di uscita in funzionamento continuo è pari a:

$$V_o = D \cdot V_i$$

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.

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

Spesso accade che la quantità di energia richiesta dal carico è abbastanza piccola da essere trasferita in un tempo minore dell'intero periodo di commutazione. In questo caso, la corrente attraverso l'induttore scende fino a zero durante parte del periodo. L'unica differenza col principio sopra descritto è che l'induttore viene

completamente scaricato alla fine del ciclo di commutazione (vedere Fig. 4.12). Ciò ha però alcuni effetti sulle precedenti equazioni.

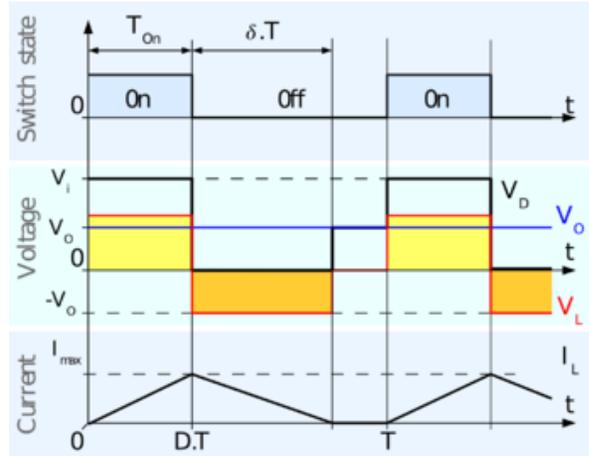


Fig. 4.12 d'onda di corrente e tensione in funzione del tempo, in un convertitore Buck funzionante in modo discontinuo

Si considera che il convertitore operi in regime stazionario. Perciò, l'energia nell'induttore è la stessa all'inizio e alla fine del ciclo (nel caso di modalità discontinua, è zero). Ciò significa che il valore medio della tensione ai capi dell'induttore (V_L) è zero, cioè che l'area dei rettangoli giallo e arancione in figura 4.12 è la stessa. Ciò comporta che:

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

Perciò il valore di δ è:

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

Queste espressioni sono state disegnate in Fig. 4.13. Da questo si deduce, ovviamente, che nel modo di conduzione continuo la tensione di uscita dipende

solamente dal duty cycle, mentre è molto più complesso considerare il caso di conduzione discontinua. Questo risulta un aspetto importante ed interessante se si guarda il problema da un punto di vista del controllo.

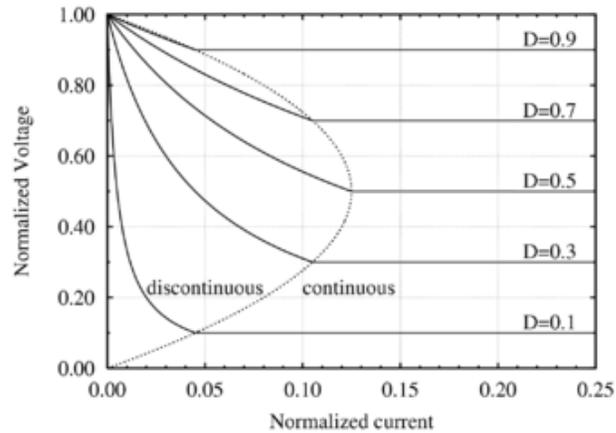


Fig 4.13 Andamento delle tensioni e delle correnti di uscita normalizzate

4.3.2 Convertitore Boost

Un convertitore Boost (o convertitore step-up) è un convertitore DC-DC con una tensione di uscita maggiore dell'ingresso. È una classe di alimentatori a commutazione contenenti almeno due commutatori a semiconduttore (un diodo e un transistor) e almeno un elemento accumulatore di energia. Filtri composti da combinazioni di induttori e capacità sono spesso aggiunti ad un convertitore boost per migliorarne le caratteristiche.

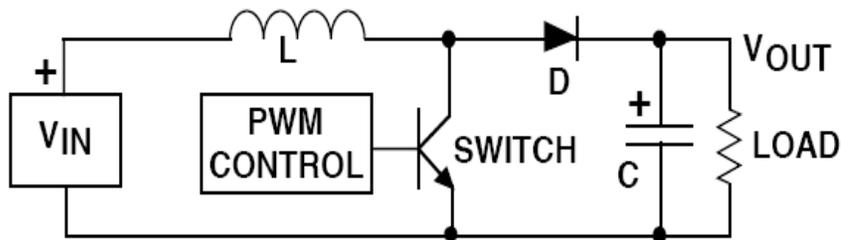


Fig. 4.14 Convertitore Boost

Il principio base di funzionamento di un convertitore boost consiste in due stati distinti (vedere Fig. 4.15). Nello stato "on", il commutatore S è chiuso, provocando un aumento di corrente nell'induttore; nello stato "off", il commutatore è aperto e l'unico percorso offerto alla corrente dell'induttore è attraverso il diodo D, la capacità C e il carico. Ciò provoca il trasferimento dell'energia accumulata durante lo stato "on" nella capacità.

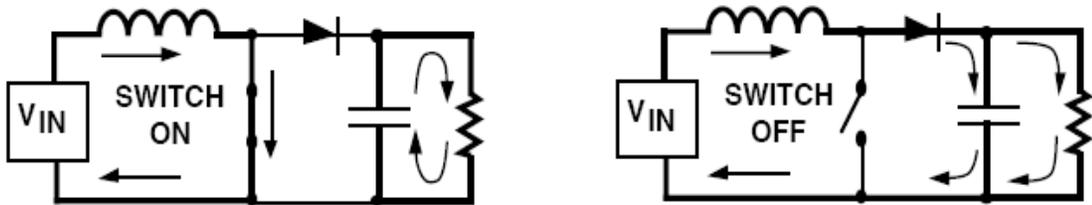


Fig 4.15 Le due configurazioni del convertitore Boost: stato "on" e stato "off"

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

Quando un convertitore boost opera in modo continuo, la corrente che passa attraverso l'induttore (I_L) non scende mai a zero. La figura 4.16 mostra le forme d'onda tipiche di corrente e tensione in un convertitore operante in questa modalità.

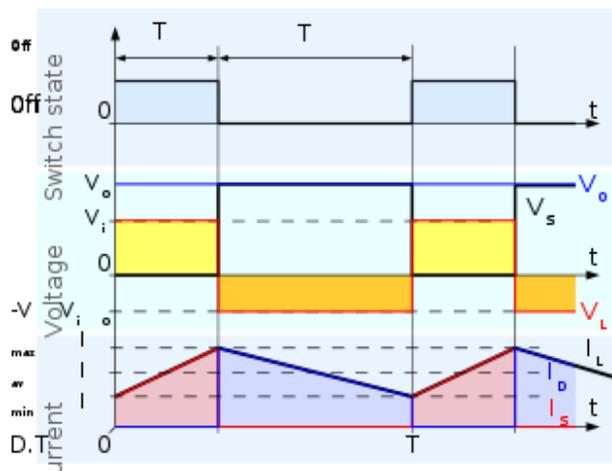


Fig. 4.16 Forme d'onda della corrente e della tensione in un convertitore boost, operante in modo continuo

La tensione di uscita può essere calcolata come di seguito, nel caso di un convertitore ideale (cioè usando componenti con un comportamento ideale) operante in condizioni stazionarie: durante lo stato di funzionamento acceso (on), il commutatore S è chiuso e la tensione di ingresso (V_i) appare ai capi dell'induttore; ciò provoca un cambiamento nella corrente (I_L) che scorre attraverso l'induttore durante il periodo di tempo (t).

Durante lo stato di spento (off), il commutatore S è aperto, perciò la corrente dell'induttore fluisce attraverso il carico. Se si considera la caduta di tensione attraverso il diodo idealmente uguale a zero, e una capacità abbastanza grande da mantenere la sua tensione costante, l'evoluzione di I_L è:

$$V_i - V_o = L \frac{dI_L}{dt}$$

Se si considera che il convertitore operi in condizioni stabili, l'ammontare dell'energia accumulata in ogni suo componente deve essere la stessa all'inizio e alla fine del ciclo di commutazione. In particolare, l'energia immagazzinata nell'induttore è data da:

$$E = \frac{1}{2} L \cdot I^2$$

Perciò, è ovvio che la corrente dell'induttore deve essere la stessa all'inizio e alla fine del ciclo di commutazione, ed il rapporto tra la tensione di uscita ed entrata può essere scritto come:

$$\frac{V_o}{V_i} = \frac{1}{1 - D}$$

Dall'espressione precedente si può vedere che la tensione di uscita è sempre maggiore di quella di ingresso (come il duty cycle va da 0 a 1), e che essa cresce con D, teoricamente all'infinito come D raggiunge il valore di 1. Questa è la ragione per la quale questo convertitore viene spesso chiamato convertitore *step-up*.

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

In molti casi, l'ammontare dell'energia richiesta dal carico è abbastanza piccola da essere trasferita in un tempo più piccolo della durata dell'intero ciclo di commutazione. In questo caso, la corrente che passa attraverso l'induttore cade a zero durante parte del periodo. L'unica differenza nel principio descritto in precedenza è che l'induttore viene completamente scaricato alla fine del ciclo di commutazione (vedere le forme d'onda presenti in figura 4.17).

Malgrado piccola, la differenza ha un grande effetto sull'equazione della tensione di uscita. Essa può essere calcolata nel modo seguente:

$$\frac{V_o}{V_i} = 1 + \frac{V_i \cdot D^2 \cdot T}{2L \cdot I_0}$$

Confrontata con l'espressione della tensione di uscita per la modalità continua, questa espressione è molto più complicata. Inoltre, in modalità discontinua, la tensione di uscita non dipende solo dal duty cycle, ma anche dal valore dell'induttore, dalla tensione in ingresso e dalla corrente in uscita.

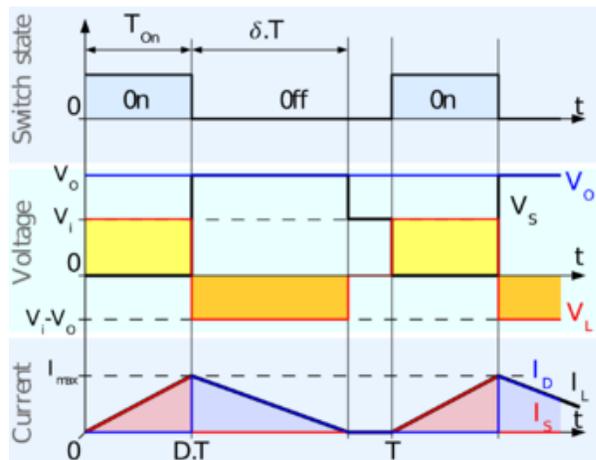


Fig. 4.17 Forme d'onda della corrente e della tensione in un convertitore boost, operante in modo discontinuo

4.3.3 Convertitore Buck-Boost

Con il termine convertitore buck-boost si può riferire a due diverse tipologie di convertitori DC-DC, così come:

- Topologia invertente: la tensione di uscita è di polarità opposta rispetto all'ingresso.
- Convertitore buck seguito da convertitore boost (step-up): la tensione di uscita è della stessa polarità dell'ingresso, e può essere maggiore o minore in valore. Questo tipo di buck-boost non invertente può impiegare un singolo induttore utilizzato sia come induttore del buck che come induttore del boost.

Entrambe possono produrre una tensione maggiore (in valore assoluto) rispetto alla tensione di ingresso; possono altresì produrre una tensione di uscita che varia dal massimo valore possibile, fino quasi a zero. Di seguito si farà una descrizione della tipologia invertente.

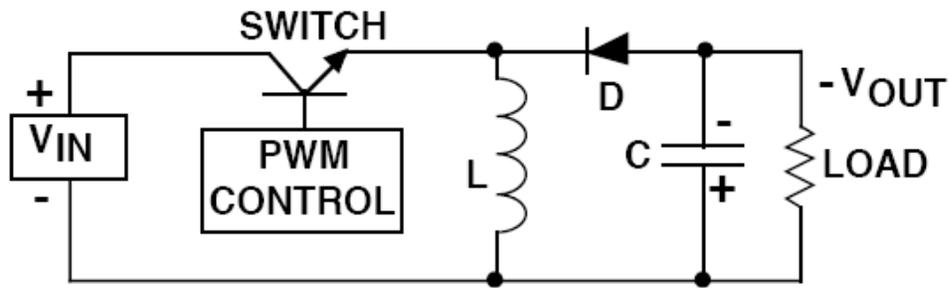


Fig. 4.18 Convertitore Buck-Boost (tipologia invertente)

Questo tipo di convertitore è un alimentatore che ha una topologia circuitale simile a quella del convertitore buck e del boost. Il livello dell'uscita può essere aggiustato agendo sul duty cycle del transistore che commuta. Uno dei possibili lati negativi di questo convertitore è il fatto che l'interruttore non abbia uno dei terminali a terra: questo complica la circuiteria di pilotaggio; inoltre, la polarità dell'uscita è opposta a quella dell'ingresso.

Il principio di base del buck-boost è mostrato in figura 4.18.

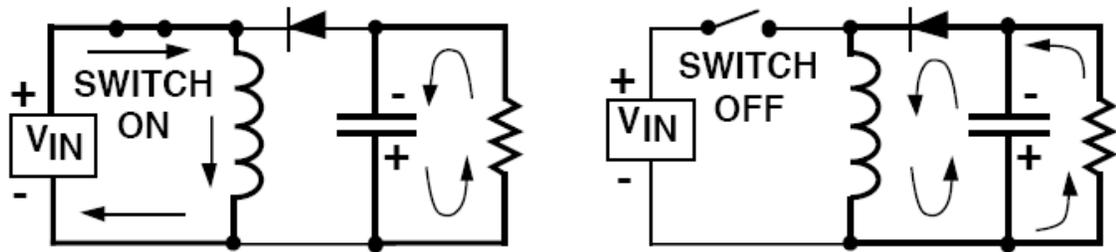


Fig 4.19 Le due configurazioni del convertitore Buck-Boost: stato "on" e stato "off"

Nello stato ON (interruttore chiuso), la tensione di ingresso è direttamente connessa all'induttore L; si accumula pertanto energia in L. In questo stadio, il condensatore fornisce energia al carico di uscita. Nello stato OFF (interruttore aperto) l'induttore è collegato all'uscita ed alla capacità, in modo da trasferire energia da L a C ed al carico.

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

Se la corrente nell'induttore L non giunge mai a zero durante un ciclo di commutazione, si dice che il convertitore opera in continua. Le forme d'onda di corrente e tensione in un convertitore ideale sono mostrate a seguire (Fig. 4.19).

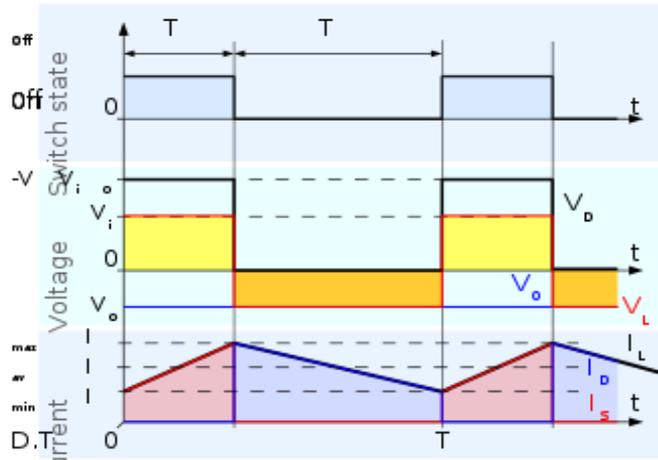


Fig. 4.20 Forme d'onda della corrente e della tensione in un convertitore Buck-Boost, operante in modo continuo

Da $t=0$ a $t=DT$, il convertitore è in stato ON, e lo switch S è pertanto chiuso. La variazione di corrente nell'induttore (I_L) è data dalla relazione:

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

Al termine della fase ON, l'incremento di I_L è:

$$\Delta I_{L_{ON}} = \frac{V_i \cdot D \cdot T}{L}$$

Durante lo stato OFF, lo switch è aperto, quindi la corrente dell'induttore fluisce verso il carico. Se si suppone pari a zero la caduta di tensione sul diodo e si

suppone un condensatore grande abbastanza da poter considerare la sua tensione costante, l'evoluzione di I_L è:

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

La variazione di I_L durante lo stato OFF è pertanto:

$$\Delta I_{L_{off}} = \frac{V_i \cdot (1 - D) \cdot T}{L}$$

Considerando il fatto che il convertitore opera in regime statico, l'energia immagazzinata in ognuno dei componenti deve essere la stessa all'inizio ed alla fine del ciclo di commutazione, cioè il valore di I_L al termine dello stato OFF deve essere lo stesso di I_L all'inizio dello stato ON, pertanto la somma delle variazioni di I_L durante gli stati ON e OFF devono dare come risultato zero.

Di conseguenza, il rapporto tra la tensione di uscita ed entrata può essere scritto come:

$$\frac{V_o}{V_i} = \frac{-D}{1 - D}$$

Successivamente, mettendo in evidenza il duty cycle, si ha:

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

Dalla precedente espressione, si può notare che la polarità dell'uscita è sempre negativa (dato che il duty cycle varia tra 0 e 1), e che il suo valore assoluto cresce con D, teoricamente fino a $-\infty$, man mano che D tende a 1. A parte la polarità, questo

convertitore è sia step-up che step-down, dovuto a questo è il motivo per cui ha nome buck-boost.

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

In alcuni casi il valore dell'energia richiesta dal carico è bassa abbastanza da poter essere trasferita in un periodo di tempo minore dell'intero periodo di commutazione. In tal caso, la corrente che scorre nell'induttore raggiunge lo zero durante il periodo. L'unica differenza nel principio di funzionamento sopra descritto è che l'induttore viene completamente scaricato al termine del ciclo di commutazione (vedi Fig.4.20); anche se lieve, la differenza ha un forte effetto sull'equazione della tensione di uscita, che può essere calcolata come segue nel seguito.

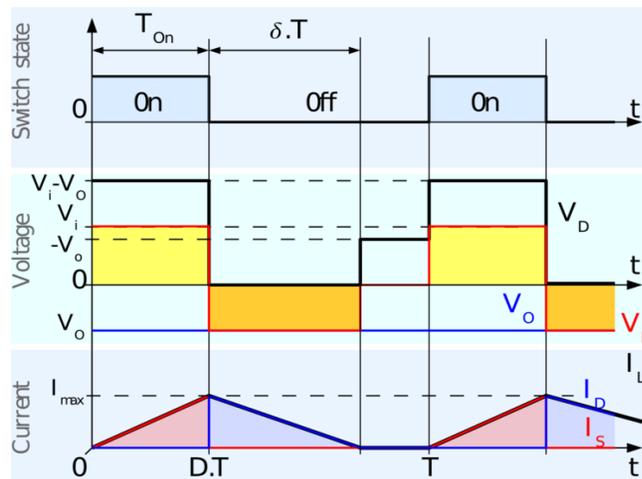


Fig. 4.21 Forme d'onda della corrente e della tensione in un convertitore Buck-Boost, operante in modo discontinuo

Dato che la corrente nell'induttore all'inizio del ciclo è pari a zero, il suo valore massimo è:

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

Durante il periodo OFF, I_L torna a zero dopo $\delta \cdot T$:

$$I_{Lmax} + \frac{V_O \cdot \delta \cdot T}{L} = 0$$

Utilizzando le due precedenti equazioni,

$$\delta = -\frac{V_i \cdot D}{V_O}$$

La corrente nel carico I_o è uguale alla corrente media nel diodo (I_D). Come se può vedere dalla Fig. 4.20, la corrente del diodo è pari a quella dell'induttore durante il periodo OFF; pertanto, si può scrivere la corrente di uscita come:

$$I_o = \frac{I_{Lmax}}{2} \delta$$

Pertanto la tensione di uscita può essere espressa come segue:

$$\frac{V_O}{V_i} = -\frac{V_i \cdot D^2 \cdot T}{2L \cdot I_o}$$

Comparando all'espressione dell'uscita per il modo continuo, questa espressione è molto più complicata. Inoltre, in regime discontinuo, la tensione di uscita non dipende solo dal duty cycle, ma anche dal valore dell'induttanza, dalla tensione di ingresso e dalla corrente di uscita.

4.4 Convertitori Bidirezionali

Nei paragrafi precedenti sono stati già esaminati alcuni convertitori DC-DC che sono costituiti dalla combinazione di interruttori, diodi, induttanze e condensatori.

Caratteristica comune di questi complessi è il fatto che la corrente può passare soltanto in una determinata direzione.

La combinazione in parallelo di un interruttore controllabile e un diodo è utilizzata anche in convertitori DC-DC, che permettono un flusso di corrente in entrambe le direzioni, dalla sorgente al carico e dal carico verso la sorgente di ingresso. I convertitori sono chiamati convertitori bidirezionali.

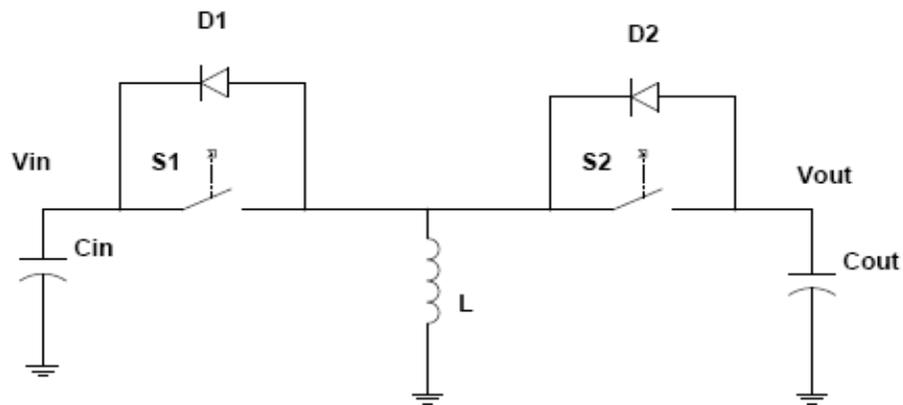


Fig. 4.22 Tipologia del Convertitore Bidirezionale Buck-Boost

Ad esempio, un convertitore bidirezionale buck-boost è mostrato in Fig. 4.21. Esso contiene due combinazioni di switch-diodo. La modalità bidirezionale può essere applicata anche ai due convertitori buck e boost. Un convertitore buck bidirezionale funziona come un convertitore boost quando la corrente scorre dall'uscita all'ingresso. Un convertitore boost bidirezionale funziona come un convertitore buck, però con una inversione di flusso di corrente. Se per qualsiasi motivo (ad esempio, per evitare il DCM) gli interruttori controllabili sono guidati allo stesso tempo, essi devono essere guidati in alternanza con un sufficiente tempo morto.

4.5 Perdite ed efficienza dei Convertitori DC-DC

I convertitori DC-DC sono impiegati in una varietà di applicazioni, comprese le forniture di potenza per i personal computer, i sistemi di alimentazione per i veicoli elettrici e le apparecchiature di telecomunicazione, così come nel adattamento delle fonti di energie rinnovabili al DC bus.

Un alto rendimento in questi convertitori è sempre necessario, in quanto il raffreddamento dei convertitori di potenza è inefficiente, difficile e costoso. Il convertitore ideale DC-DC ha un'efficienza del 100%, tuttavia nella pratica sono in genere ottenute efficienze del 70% al 95%. Questo risultato è ottenuto utilizzando commutazione, oppure circuiti in cui gli elementi dissipano potenza trascurabile. La modulazione di larghezza di impulso consente il controllo e la regolazione della tensione di uscita totale.

Se si prende come esempio un convertitore DC-DC tipo buck (Fig. 4.22), si vede che un interruttore (SPDT, single-pole double-throw) è collegato alla tensione di ingresso V_g . La tensione di uscita dell'interruttore $v_s(t)$ è pari a V_g quando l'interruttore è in posizione 1, ed è pari a zero quando l'interruttore è in posizione 2.

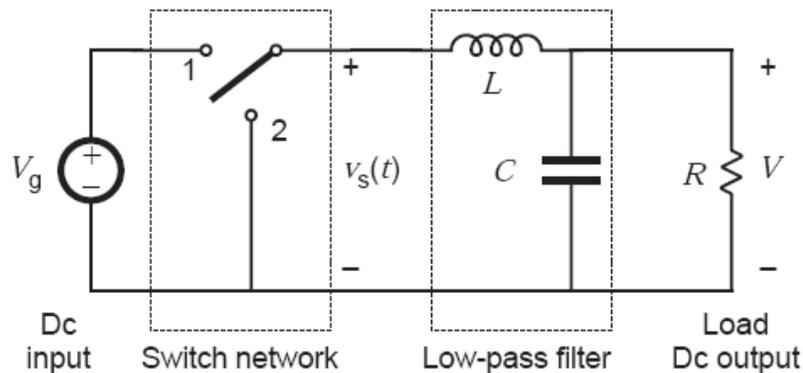


Fig. 4.23 Convertitore Buck con interruttore ideale

La posizione dell'interruttore varia periodicamente, in modo tale che $V_s(t)$ ha una forma d'onda rettangolare con periodo T_s e duty cycle D . La frequenza di commutazione è pari a $1/T_s$.

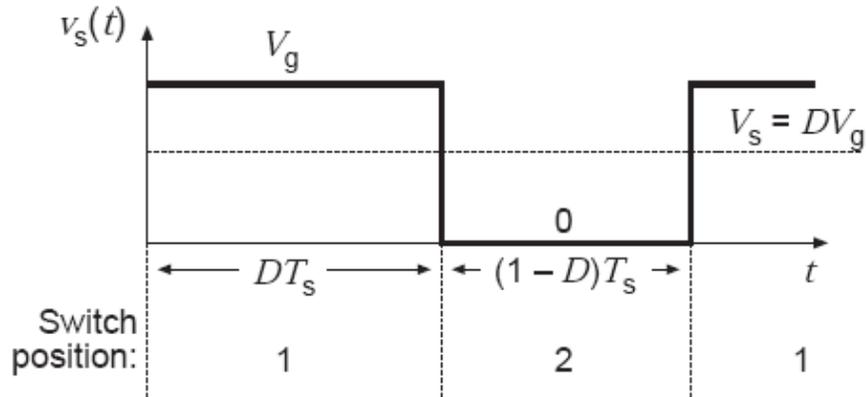


Fig. 4.24 Andamento della tensione V_s del convertitore Buck con interruttore ideale

La potenza dissipata dall'interruttore ideale è pari a zero. Quando i contatti dell'interruttore sono chiusi, la tensione tra i contatti è uguale a zero, quindi la dissipazione di potenza è pari a zero. Quando i contatti dell'interruttore sono aperti, la corrente è nulla e la dissipazione di potenza è di nuovo uguale a zero. Perciò, un interruttore ideale è in grado di modificare la componente continua della tensione senza dissipazione di potenza.

In pratica, l'interruttore SPDT è realizzato con dispositivi a semiconduttore come diodi, MOSFET, IGBT, BJT, o tiristori. Questi tipi d'interruttori introducono due tipi di perdite: per conduzione e per commutazione (switching). Entrambi valori si calcolano come descritto separatamente nel seguito.

- Perdite di Commutazione

Durante la commutazione (on ed off di un semiconduttore) la corrente e la tensione non cambiano istantaneamente, quindi c'è un periodo di transizione in cui il prodotto

V.I non è nullo. La perdita immediata di accensione/spegnimento può essere calcolata ottenendo le forme d'onda di tensione e corrente in queste operazioni, poi moltiplicando i valori punto a punto. L'energia persa per commutazione è ottenuta integrando le curve della perdita di potenza. Tuttavia, il fabbricante dei semiconduttori fornisce una stima delle perdite di commutazione nel datasheet. Moltiplicando questa energia per la frequenza di commutazione si ottengono le perdite di potenza. Nell'equazione che si mostra a nel seguito si presenta il calcolo delle perdite di commutazione (in Watt)

$$P_{switch} = (E_{on} + E_{off}) \left[\frac{J}{ciclo} \right] \cdot f_s \left[\frac{ciclo}{sec} \right]$$

- Perdite di Conduzione

Le perdite di conduzione sono composte dalla somma delle perdite nel semiconduttore e nel diodo antiparallelo, nel caso di un convertitore bidirezionale.

Le perdite istantanee nel semiconduttore si ottengono moltiplicando la corrente istantanea del collettore per la tensione collettore-emettitore, mentre le perdite istantanee nel diodo sono calcolate moltiplicando la caduta di tensione per la corrente istantanea. La caduta di tensione nei diodi dipende dalla corrente che passa attraverso di esso.

Nei convertitori bidirezionali, il semiconduttore che commuta sempre è nello stato ON mentre è acceso. Inoltre, date le caratteristiche dei carichi induttivi e di possibili percorsi per la corrente, ogni volta che un semiconduttore è spento, il diodo opposto comincia a condurre con una corrente pari alla corrente del collettore del semiconduttore. Dunque, per calcolare la potenza media dissipata per conduzione nel semiconduttore e nel diodo, basta soltanto fare il prodotto tra le potenze istantanee ed

il duty cycle (D) o questo fattore per $(1 - D)$, rispettivamente. Quindi, si hanno le seguenti equazioni:

$$P_{cond_semic} = V_{CE}[V] \cdot I_C[A] \cdot D$$
$$P_{cond_diode} = V_{CE}[V] \cdot I_C[A] \cdot (1 - D)$$

L'efficienza di un convertitore DC-DC è definita come:

$$\eta = \frac{P_{Load}}{P_{Total}}$$

Per determinare l'efficienza del convertitore, la prima cosa che deve essere misurata è la potenza totale consumata (P_{Total}). Assumendo una tensione DC d'ingresso, la P_{Total} è definita come la potenza totale prelevata dalla sorgente, che è pari a:

$$P_{Total} = V_{in} \cdot I_{in(AVE)}$$

Si deve notare che il valore della corrente d'ingresso utilizzata per il calcolo precedente deve essere il valore medio della forma d'onda. Poiché la potenza totale dissipata deve essere costante tra l'ingresso e l'uscita, la P_{Total} è anche uguale alla potenza di carico più le perdite di potenza dovute alla commutazione e alla conduzione (P_{Losses}) descritte anteriormente, quindi:

$$P_{Total} = P_{Load} + P_{Losses}$$

La potenza del carico (P_{Load}) è molto semplice, dato che la tensione e la corrente sono entrambe DC. La potenza di carico si ottiene:

$$P_{Load} = V_{out} \cdot I_{Load}$$

CAPITOLO V

SIMULAZIONE DEL FUNZIONAMENTO DEI CONVERTITORI

DC/DC E CALCOLO DELLE PERDITE

5.1 Premessa

Come già anticipato nel capitolo 1, l'architettura proposta per l'impianto ibrido di produzione dell'energia è basato su un sistema a DC-Bus centralizzato che utilizza convertitori DC/DC per l'accoppiamento dei pannelli fotovoltaici, delle batterie e dei supercondensatori al DC-Bus.

Il generatore fotovoltaico è accoppiato al bus tramite un convertitore DC/DC Buck-Boost., Il funzionamento del convertitore è effettuato tramite il controllo ad inseguimento della potenza massima del generatore fotovoltaico (MPPT).

I convertitori, della Fig. 5.1 e 5.2, che regolano la carica e scarica della batteria e del banco di supercondensatori sono di tipo Step-down bidirezionale.

In tutti i convertitori, i parametri circuitali sono stati scelti in maniera da limitare il ripple di tensione e di corrente mantenendo le dimensioni del convertitore ed il costo contenuti.

La tensione massima dei supercondensatori non deve mai superare quella del bus, si utilizza un convertitore Step-Down bidirezionale controllato che opera in modalità Boost per la scarica e in modalità Buck per il funzionamento in carica. Un

banco di condensatori funziona come fornitore di potenza immediato e per formare il Link in continua.

Inoltre, un convertitore DC/DC di tipo Step-down bidirezionale consente la carica delle batterie. La corrente di carica e di scarica delle batterie viene limitata agendo sugli switch. La batteria è caricata durante il surplus di energia fotovoltaica tramite un convertitore Step-Down Bidirezionale. Il surplus di corrente generata del campo fotovoltaico che non viene assorbita dal carico e dalle batterie in limitazione di corrente viene immagazzinata dai supercondensatori.

Nel seguito, si farà una descrizione dettagliata di ogni tipo di convertitore bidirezionale utilizzato per l'accoppiamento al DC-Bus.

5.2 Modelli circuitali dei convertitori DC/DC

5.2.1 Convertitore DC-DC Bidirezionale Supercondensatori

Il banco di supercondensatori ha una tensione massima inferiore a quella del DC bus, quindi la tipologia di convertitore scelto è uno Step-Down. Il convertitore è di tipo bidirezionale e può trasferire potenza, tra due sorgenti di tensione, in entrambe le direzioni.

In Fig. 5.1 riporta lo schema circuitale di uno Step-Down bidirezionale.

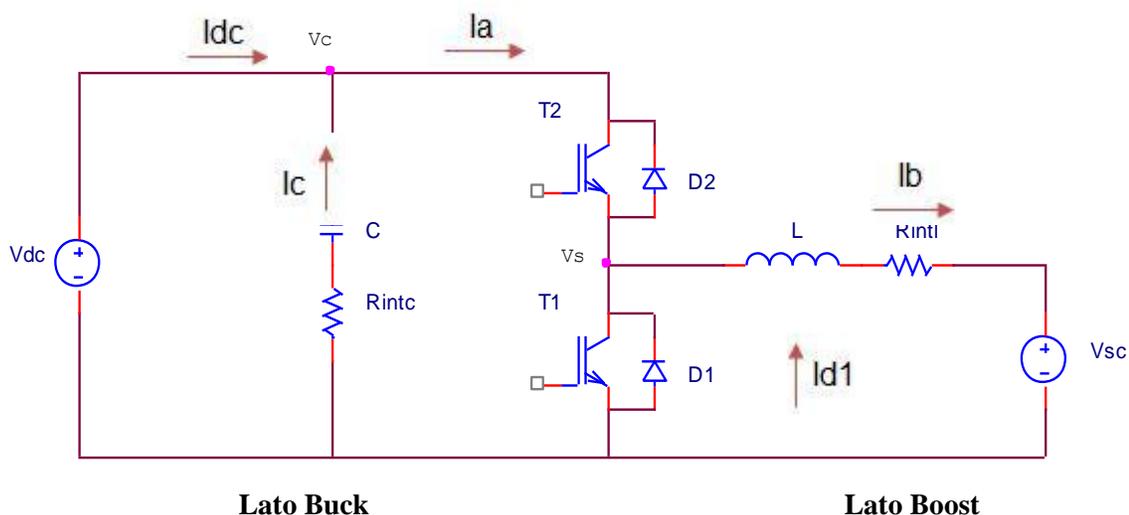


Fig. 5.1 Circuito Elettrico dello step-down dei Supercapacitori

Nel caso in cui l'energia prodotta dal convertitore fotovoltaico sia in eccesso e faccia aumentare la tensione del DC-Link oltre il valore prefissato, l'energia può essere immagazzinata nel banco di supercondensatori. Nel caso in cui vi sia un'abbassamento di tensione sul DC-bus, l'energia presente nei supercondensatori può essere immessa nel circuito DC-bus per limitare l'abbassamento di tensione. Il convertitore descritto viene controllato con PWM (Pulse Width Modulation) con controllo di tensione sul banco di supercondensatori e di corrente entrante e uscente.

5.2.1.1 Funzionamento di carica dei supercondensatori

In questa modalità si commuta il semiconduttore T2, quindi, si trasferisce energia dalla sorgente Vdc (alta tensione) alla fonte Vsc. Alla chiusura di T2 la corrente passa attraverso di esso e nell'induttanza L (come mostrato nella Fig. 5.1). In quel momento parte dell'energia viene trasferita alla Vsc. Quando si apre T2 l'energia

caricata nell'induttanza è scaricata attraverso il diodo D1 nei supercondensatori, forzando la corrente a proseguire in direzione di Ib.

È importante sottolineare che la funzione del condensatore C è quella di limitare il ripple di tensione ai capi della batteria ed assorbire il ripple di corrente presente nell'induttanza.

L'ampiezza del ripple di corrente dell'induttanza L dipende dalla frequenza di commutazione f, dal valore di induttanza L, dall'indice di modulazione δ (introdotto nel capitolo I) e la tensione Vdc. La formula che esprime del ripple di corrente è:

$$Ripple = \frac{V_{dc} \cdot \delta \cdot (1 - \delta)}{L \cdot f}$$

E' bene limitare il ripple di corrente in quanto è responsabile di interferenze elettromagnetiche con altre apparecchiature elettriche. L'espressione del ripple massimo, si ottiene eguagliando a zero la derivata della funzione del ripple rispetto al duty-cycle δ . Il valore massimo del ripple di corrente si ottiene per un duty-cycle $\delta = 0.5$. Sostituendo il valore di duty-cycle così trovato si ha:

$$Ripple_{max} = \frac{V_{dc}}{4 \cdot L \cdot f}$$

Il ripple massimo si ha quando $V_{sc}=V_{dc}/2$. Il controllo di trasferimento di potenza si ottiene controllando la corrente attraverso la modulazione di larghezza d'impulso, sebbene quello che realmente viene controllato sia la tensione nel nodo Vs (Fig.4.4). A questo punto, si modulerà una tensione pari a:

$$\overline{V_s} = \delta \cdot V_c$$

Dove: V_c è la tensione nel condensatore C.

Se la tensione modulata V_s è inferiore a V_{sc} non circolerà corrente dato che questa non può passare né attraverso il diodo D1 (senso inverso) né attraverso T1 (off). Se V_s è superiore a V_{dc} la corrente che circola dipenderà da queste tensioni e dalla resistenza R (se si considera una resistenza interna della sorgente V_{sc}). Quindi, in maniera rappresentativa si ha una corrente I_b pari a:

$$\bar{I}_b = \frac{(V_c \cdot \delta \cdot V_{sc})}{R_{int}}$$

Poiché la tensione V_c varia dipendendo dalla corrente che circola per V_{dc} e dalla sua resistenza interna, inserendo questi elementi viene calcolata la I_b come:

$$\bar{I}_b = \frac{(V_{dc} \cdot \delta - I_b \cdot R_{int} \cdot \delta^2 - V_{sc})}{R}$$

Mettendo in evidenza I_b , si ha:

$$\bar{I}_b = \frac{(V_{dc} \cdot \delta - V_{sc})}{R + R_{int} \cdot \delta^2}$$

Dall'equazione precedente si vede che la corrente è pari a zero quando $V_{dc} \cdot \delta$ è uguale a V_{sc} . Nel caso in cui che $V_{dc} \cdot \delta$ sia inferiore a V_{sc} non circola nessuna corrente, come si è detto precedentemente. Pertanto, è necessario che l'indice di modulazione sia maggiore di V_{sc}/V_{dc} per trasferire l'energia a V_{sc} .

5.2.1.2 Funzionamento di scarica dei supercondensatori

Il funzionamento consiste nella commutazione del semiconduttore T1 per trasferire l'energia da V_{sc} a V_{dc} . Questo si ottiene tramite il caricamento

dell'induttanza L producendo un corto circuito di piccola durata attraverso di essa nel momento in cui viene chiuso T1. Poi, all'aprirsi di T1 l'energia contenuta nell'induttanza passa attraverso il diodo D2 e viene scaricata nel DC-bus. Il trasferimento di energia avviene perché il diodo D2 comincia a condurre.

È importante dire che la corrente nel condensatore C ha un valore medio pari a zero. Durante il funzionamento Boost la corrente che passa per il semiconduttore T1, sommata alla corrente Ia è pari alla corrente Ib.

Il valore del ripple di corrente è uguale a quello calcolato per l'operazione di Buck. Il funzionamento in scarica dei supercondensatori è controllato tramite una tensione regolata utilizzando la tecnica PWM.

La tensione regolata nel punto Vc durante l'operazione di scarica dei supercondensatori può essere espressa come:

$$\overline{V_c} = \frac{V_s}{(1 - \delta)}$$

Realizzando un procedimento analogo a quello che si è fatto nel caso Buck, si può calcolare il valore della corrente della sorgente Vdc durante l'operazione di Boost in funzione dei valori conosciuti.

$$\bar{I}_{DC} = \frac{\frac{V_{sc}}{(1 - \delta)} - V_{dc}}{R_{int} + \frac{R}{(1 - \delta)^2}}$$

Si presume che la capacità dei supercondensatori sia impostata come abbastanza grande da essere considerata come una sorgente ideale di tensione in brevi periodi, l'unica differenza è che la tensione in questa sorgente varia lentamente al

variare del carico dei supercondensatori. Quando la tensione è uguale in entrambe le sorgenti non è possibile trasferire energia dalla fonte lato Supercondensatori al lato DC link, per questo motivo, non potrà mai verificarsi che i supercondensatori siano caricati ad una tensione superiore rispetto al DC-bus.

5.2.2 Convertitore DC-DC Bidirezionale Batterie

Come si è detto precedentemente, la tipologia di convertitore bidirezionale può trasferire potenza in entrambe le direzioni tra due sorgenti di tensione, in cui una delle due sorgenti deve sempre avere una tensione più elevata che l'altra sorgente. Quindi, date queste caratteristiche, una configurazione come quella illustrata anteriormente viene utilizzata nuovamente per soddisfare l'accoppiamento delle batterie al DC-Bus (Fig. 5.2)

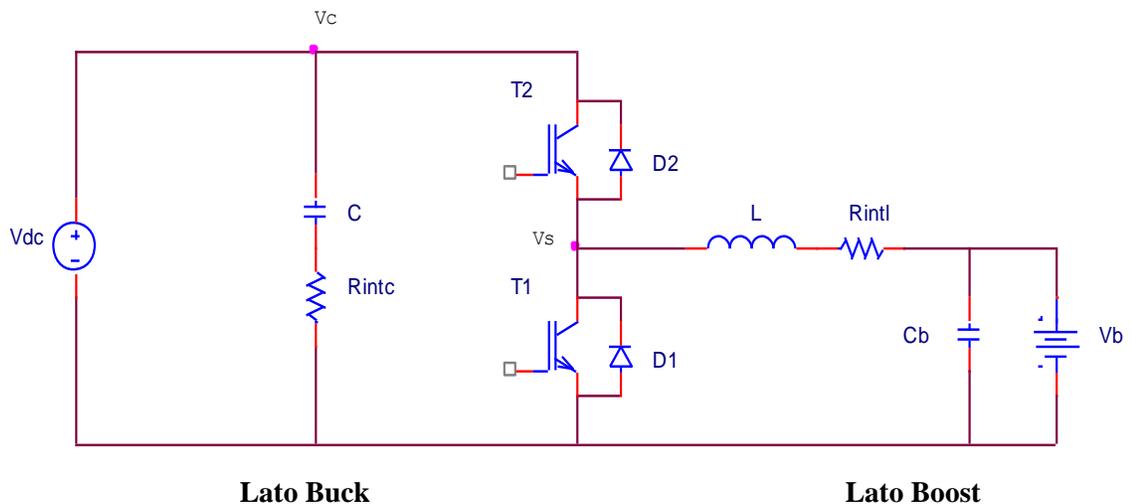


Fig. 5.2 Circuito Elettrico Buck-Boost delle batterie

L'unica differenza rispetto alla configurazione anteriormente illustrata è il collegamento del condensatore (C_b) in parallelo alla batteria (V_b). Anche questo convertitore DC-DC il valore della tensione regolata viene controllato con PWM (Pulse Width Modulation), essendo possibile, se si conoscono i valori delle tensioni

in entrambe le sorgenti, anche controllare la corrente trasferita alla sorgente di maggior tensione.

Inoltre, le equazioni usate per il funzionamento nella modalità carica e nella modalità scarica sono le stesse di quelle usate anteriormente per il convertitore Bidirezionale DC-DC dei supercondensatori, quindi non sarà necessario ripetere il calcolo.

5.2.3 Convertitore DC-DC Bidirezionale Panelli Fotovoltaici

Una tipologia simile a quelle utilizzate nei supercondensatori e batterie viene nuovamente utilizzata per l'accoppiamento dei pannelli fotovoltaici al DC-Bus. Questo è un convertitore DC-DC bidirezionale tipo Buck-Boost invertente (già accennato nel capitolo 4) dovuto al fatto che la tensione di uscita è di polarità opposta rispetto all'ingresso (Fig. 4.6).

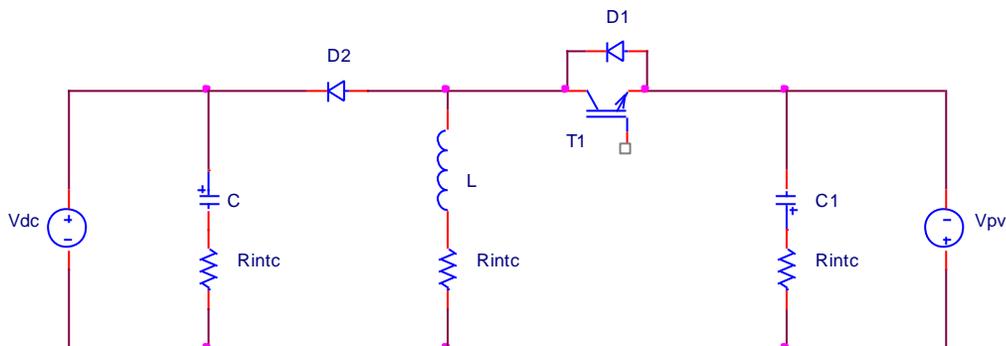


Fig. 5.3 Circuito elettrico Buck-Boost per i Pannelli Fotovoltaici

Il livello della tensione dell'uscita può essere aggiustato agendo sul duty cycle (D) del transistore che commuta. Inoltre, in questo convertitore il valore della tensione regolata viene controllata con PWM, come nel caso degli altri convertitori.

In altro modo, l'induttore (L) ed il condensatore (C1) della Fig. 4.6, sono stati progettati in base alle seguenti equazioni, in cui si considera che il convertitore opera in modo continuo (CCM):

$$L = \frac{D \cdot V_{DC}}{f_s \cdot \Delta I}$$
$$C1 = \frac{D \cdot V_{PV}}{f_s \cdot \Delta V}$$

Dove: f_s è la frequenza di commutazione ed ΔI , ΔV sono il ripple della corrente e tensione rispettivamente.

È importante menzionare che la principale differenza di questa configurazione rispetto a quella classica è che il diodo 2 (D2) è invertito per permettere il passaggio di corrente dai pannelli al DC-Bus.

Allora, combinando tutte e tre convertitori DC/DC bidirezionali e accoppiandoli al DC-Bus (rappresentato dalla sorgente Vdc), lo schema elettrico definitivo è quello presentato in Fig 5.4.

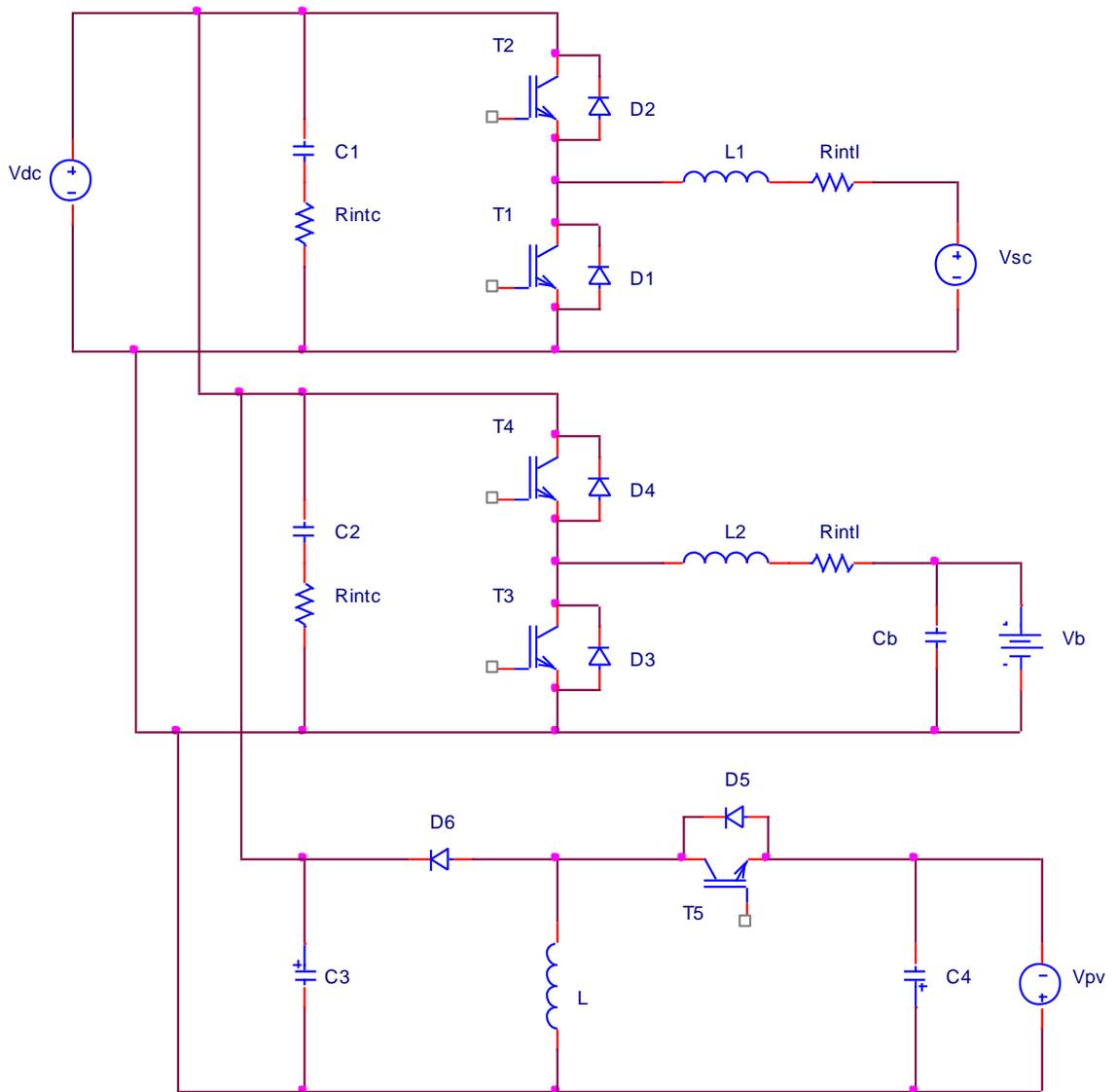


Fig. 5.4 Circuito elettrico dei convertitori DC/DC accoppiati al DC-Bus

5.3 Schemi Simulink dei convertitori DC/DC

Stabiliti gli schemi elettrici dei convertitore DC/DC, ne è stato implementato il modello nel software Simulink di Matlab.

Come già detto, nei convertitori gli IGBT vengono controllati con PWM (Pulse Width Modulation) ad una frequenza di 10kHz. Inoltre, è stata considerata una tensione del DC-Bus pari a 48V (Vdc).

Nel seguito, si presenta le caratteristiche principali di ogni convertitore DC/DC bidirezionale con riferimento al modello Simulink.

5.3.1 Schema Simulink Convertitore DC-DC Bidirezionale Supercondensatori

Lo schema corrispondente per il convertitore bidirezionali dei supercondensatori è quello presentato in Fig. 5.5.

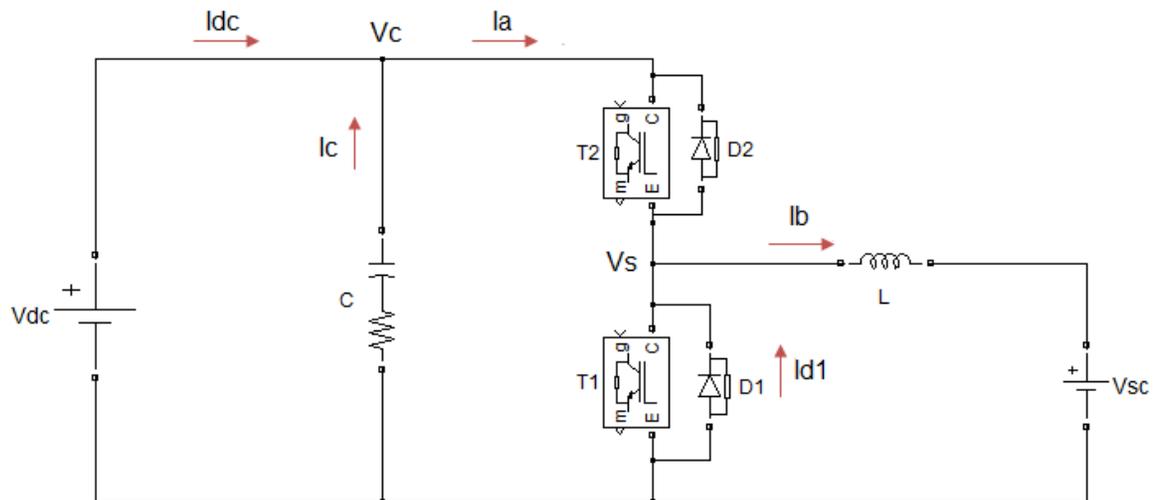


Fig. 5.5 Schema Simulink Buck-Boost per i supercondensatori

I valori dei parametri che costituiscono il convertitore dei supercondensatori si possono vedere in Tabella 6. Si è considerata una tensione del banco dei supercondensatori (V_{sc}) pari a 12V.

Tabella 6. Parametri convertitori Buck-Boost supercondensatori

C [μF]	3300
R_{intC} [$\text{m}\Omega$]	0.012
L [mH]	1.3
R_{intL} [$\text{m}\Omega$]	4.7

E' importante sottolineare che i valori corrispondenti alle resistenze interne del condensatore d'ingresso e all'induttanza di uscita sono stati ottenuti di diversi datasheets [1] [2].

5.3.2 Schema Simulink Convertitore DC-DC Bidirezionale Batterie

Lo schema corrispondente per il convertitore Step-Down bidirezionale delle batterie è quello presentato in Fig. 5.6.

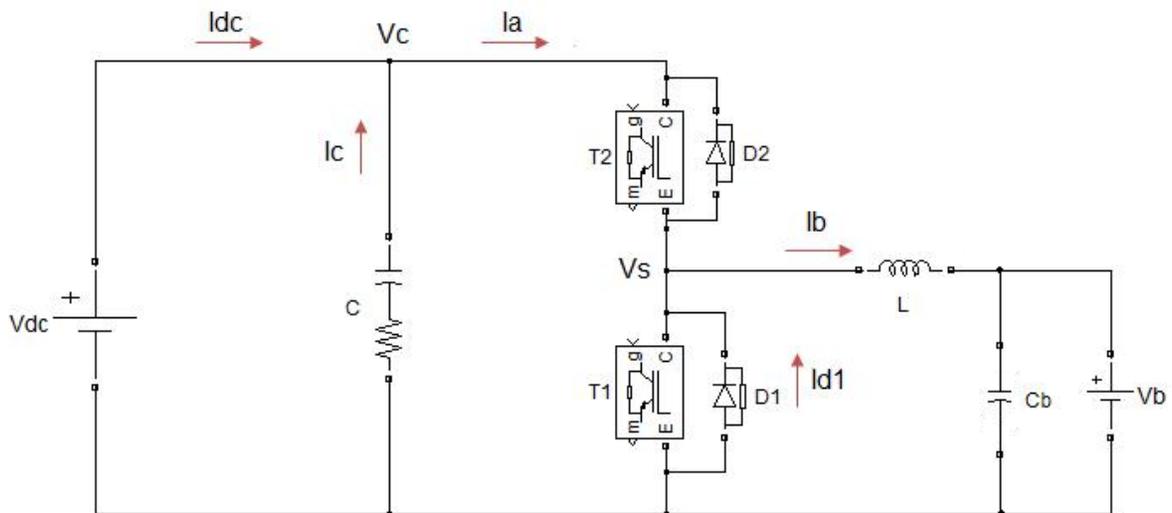


Fig. 5.6 Schema Simulink del convertitore step-down Bidirezionale per le batterie

I parametri che costituiscono il convertitore delle batterie si possono vedere in Tabella 7. Si è considerata una tensione delle batterie (V_b) pari a 24V.

Tabella 7. Parametri convertitori Buck-Boost batterie

C [μ F]	3300
R_{intC} [m Ω]	0.012
L [mH]	1.3
R_{intL} [m Ω]	4.7
C_b [μ F]	470
R_{intCb} [m Ω]	0.089

Come nel caso precedente, i valori corrispondenti alle resistenze interne dei condensatori d'ingresso e di uscita, e all'induttanza sono stati ottenuti da diversi datasheets.

5.3.3 Schema Simulink Convertitore DC-DC Bidirezionale Panelli Fotovoltaici

Lo schema corrispondente per il convertitore Buck-Boost dei pannelli fotovoltaici è quello presentato in Fig. 5.7.

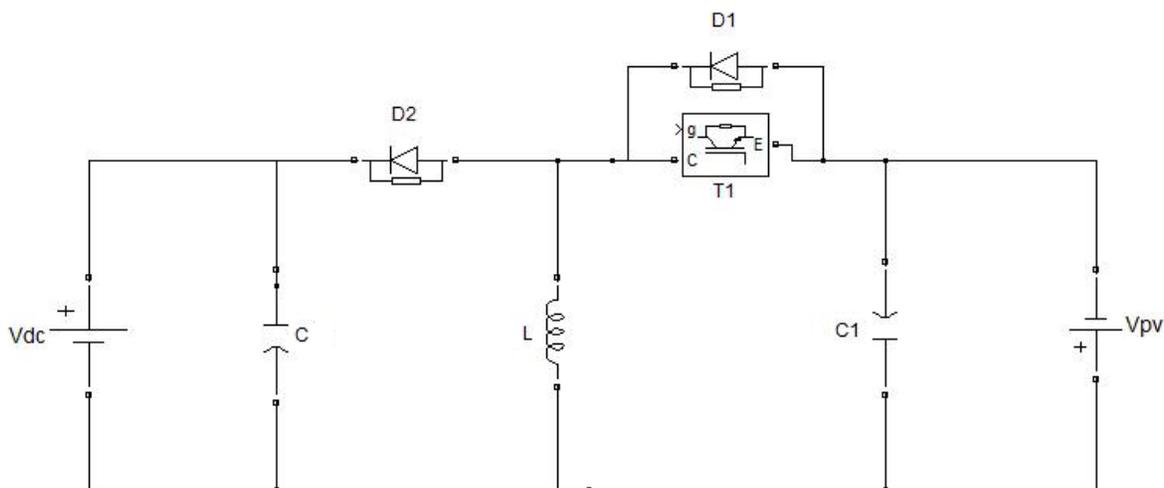


Fig. 5.7 Schema Simulink Buck-Boost per i pannelli fotovoltaici

I parametri che costituiscono il convertitore dei pannelli fotovoltaici si possono vedere in Tabella 8. Considerando una stringa di pannelli da 3kW, con 205Wp, si è considerata una tensione dei pannelli fotovoltaici (V_{pv}) pari a 364V [3].

Tabella 8. Parametri convertitori Buck-Boost pannelli fotovoltaici

C [μ F]	2200
R_{intC} [m Ω]	0.87
L [μ H]	500
R_{intL} [m Ω]	4.7
C_1 [μ F]	2200
R_{intCb} [m Ω]	0.10

Come nel caso precedente, i valori corrispondenti alle resistenze interne dei condensatori d'ingresso e di uscita e all'induttanza sono stati ottenuti da diversi datasheets.

5.4 Calcolo delle Perdite ed efficienza dei convertitori DC/DC

Una volta stabiliti gli schemi Simulink di ogni convertitore, sono state calcolate le perdite di conduzione nelle induttanze e nei condensatori d'ingresso e d'uscita. E' stato effettuato il calcolo delle perdite di commutazione e conduzione nei semiconduttori (IGBT) e nei diodi in antiparallelo.

Per il calcolo delle perdite nelle induttanze e nei condensatori, sono stati implementati i blocchi che ne effettuano una stima. Nella Fig. 5.8 si presenta lo schema Simulink utilizzato. Questo blocco ha in ingresso la corrente che circola nel ramo al quale è collegato l'elemento e la resistenza interna.

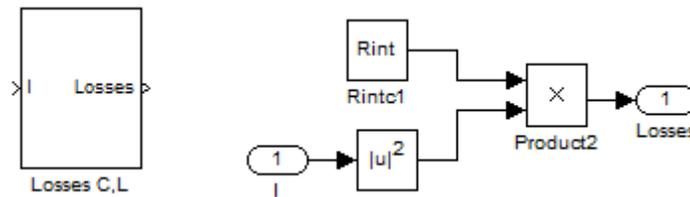


Fig. 5.8 Schema Simulink blocco perdite di potenza condensatori e induttanze

Partendo da un modello base inizialmente messo a punto, a seguito di miglioramenti del codice di calcolo, come si presenta di seguito, si è ridotto il tempo di calcolo di circa il 50% .

Tabella 9. Miglioramento del tempo di simulazione

Modifica	Ts=0,5s	Ts=0,25
Schema Base	1336,299 s	482,252 s
Schema definitivo	728,4960 s	271,028 s

Lo schema Simulink utilizzato per il calcolo delle perdite negli IGBT è quello presentato in Fig. 5.9, che utilizza come grandezze d'ingresso:

- La tensione del DC-Bus (V_{dc})
- La corrente del ramo (I)
- Se il IGBT conduce il segnale di conduzione (I_{comp}) vale 1, altrimenti vale 0. E' un segnale che moltiplicato per la corrente del ramo dà la corrente del semiconduttore.
-

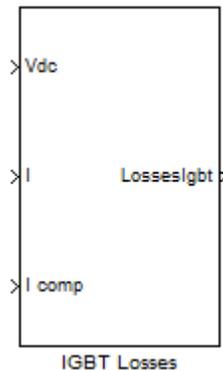


Fig. 5.9 Schema Simulink blocco perdite IGBT

Il sistema elabora i dati d'ingresso (Fig. 5.10) per fornire i seguenti dati d'uscita:

- Le perdite di Potenza nei IGBT.

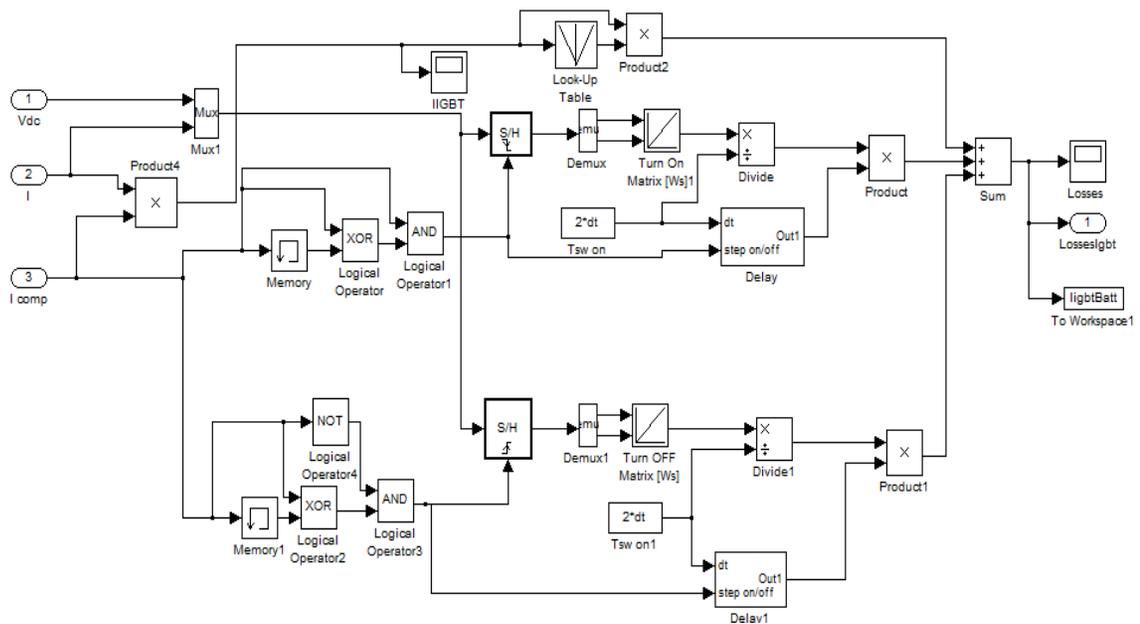


Fig. 5.10 Schema Simulink interno blocco perdite IGBT

Il blocco precedente effettua il calcolo delle perdite di commutazione e conduzione. Si vede che la corrente del ramo “I” per il segnale di conduzione ha in uscita la corrente dell’IGBT. Il segnale di conduzione ha due ramificazioni, una per gli operatori logici che individuano l’impulso di accensione (quelli superiori) e una per quelli che individuano gli impulsi di spegnimento (inferiori). Le tre look-up tables rappresentano l’interpolazione dei valori di energia di accensione e spegnimento e della resistenza interna degli IGBT. Alla fine si fa la somma di ogni singola perdita per ottenere le perdite totali in questo semiconduttore.

Per il calcolo delle perdite nei diodi in antiparallelo, lo schema Simulink utilizzato è quello presentato in Fig. 5.11, che prende come grandezze d’ingresso:

- La tensione del DC-Bus (Vdc)
- La corrente del ramo (I)

- Se il diodo conduce il segnale di conduzione (I_{comp}) vale 1, altrimenti vale 0. E' un segnale che moltiplicato per la corrente del ramo dà la corrente del semiconduttore.

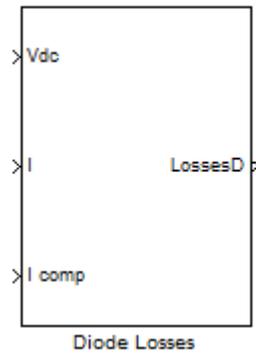


Fig. 5.11 Schema Simulink blocco perdite diodo

Il sistema elabora i dati d'ingresso (Fig. 5.12) per fornire i seguenti dati d'uscita:

- Le perdite di Potenza nei diodi.

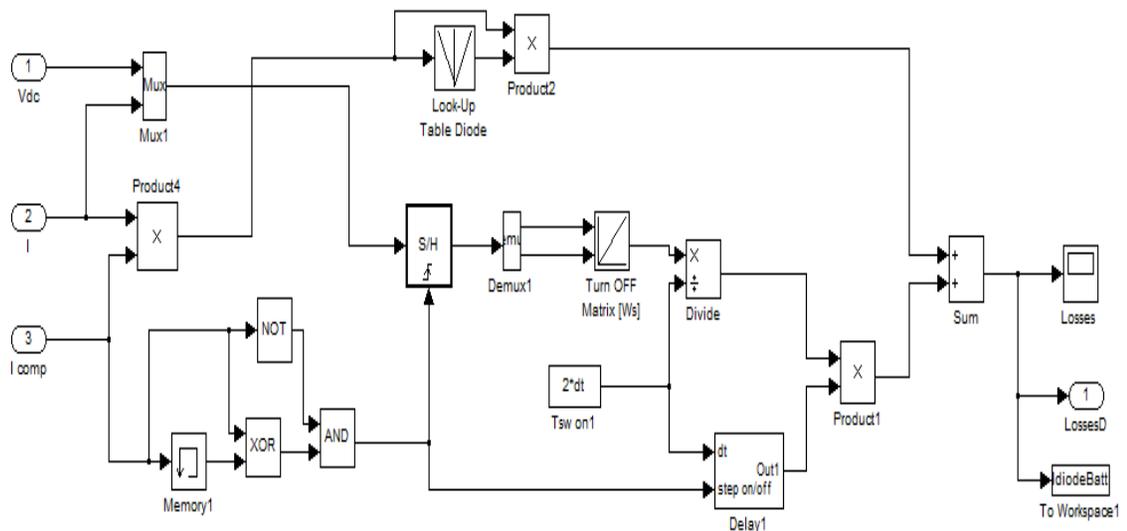


Fig. 5.12 Schema Simulink interno blocco perdite diodi

Il blocco precedente fa il calcolo delle perdite di conduzione e quelle di recupero inverso quando si spegne il diodo. Si vede che la corrente del ramo “I” per il segnale di conduzione dà la corrente nel diodo. In questo caso il segnale di conduzione ha soltanto una ramificazione verso gli operatori logici che individuano l’impulso di spegnimento. Le due look-up tables rappresentano l’interpolazione dei valori di energia di spegnimento e della resistenza interna dei diodi. Alla fine si fa la somma queste due perdite per ottenere le totali in questo semiconduttore.

Tutti gli schemi Simulink delle perdite di potenza implementati vengono inseriti in ogni convertitore come si presenta in Fig. 5.13, 5.14 e 5.15, con lo scopo di calcolare le seguenti grandezze: correnti, perdite di potenza ed efficienza.

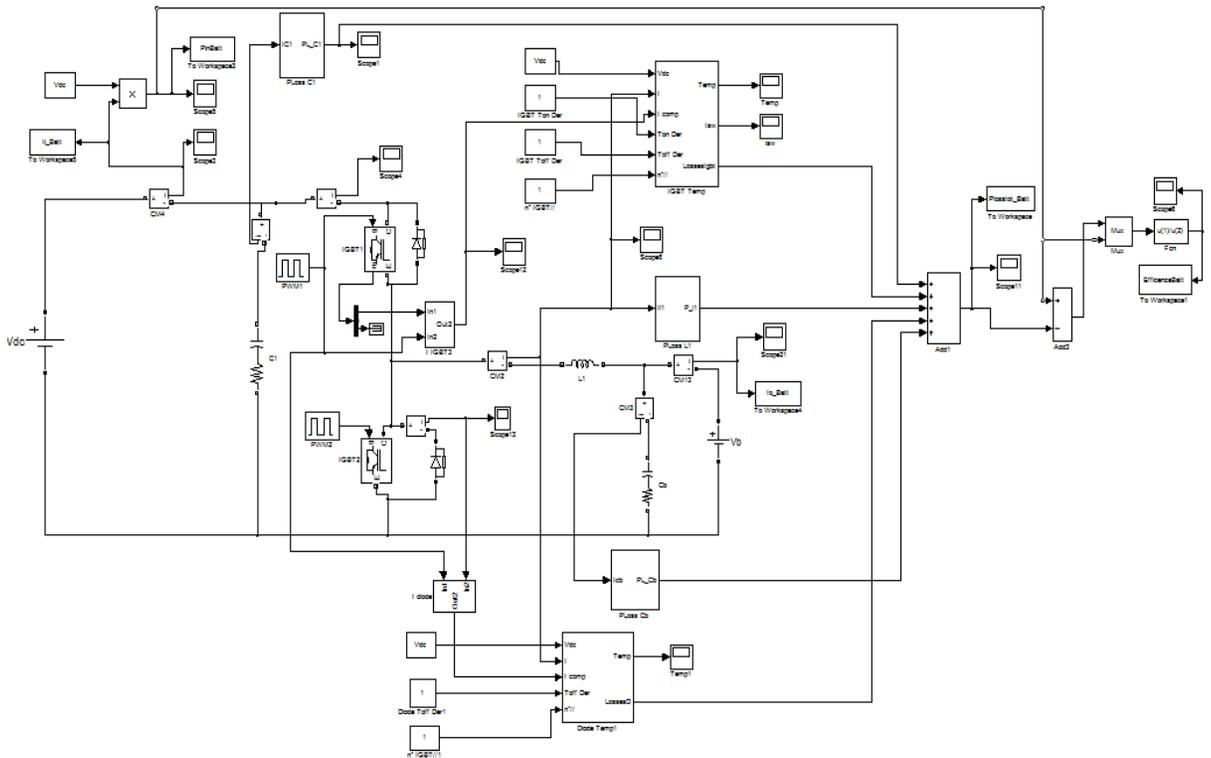


Fig. 5.13 Schema Simulink batterie con blocchi di perdite

E' importante menzionare che il segnale Icomp (dato d'ingresso al blocco delle perdite) ha una logica diversa nel caso che l'IGBT sia acceso oppure il diodo sia acceso. Nel caso dell'IGBT, questo condurrà quando la corrente che circola sia maggiore di zero ed il segnale del gate sia 1 (Fig 5.16)

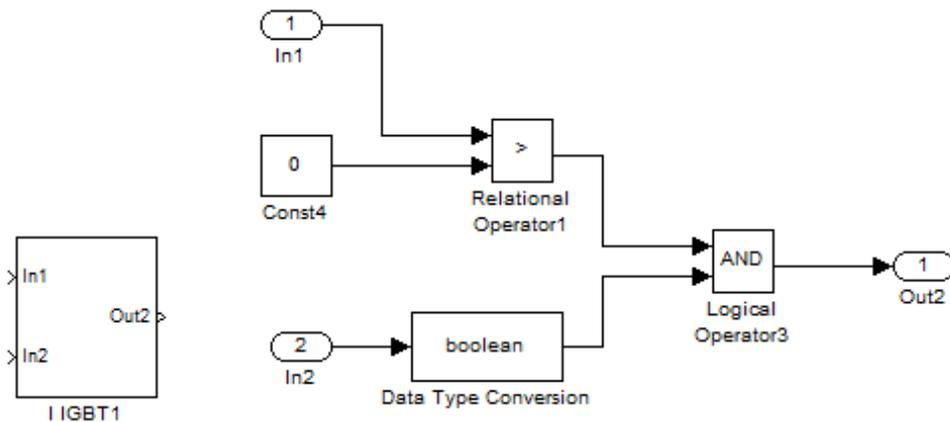


Fig. 5.16 Schema Simulink segnale di conduzione IGBT

Nel caso del diodo, questo condurrà quando la corrente che circola sia minore di zero ed il segnale del gate sia 0 (Fig 5.17)

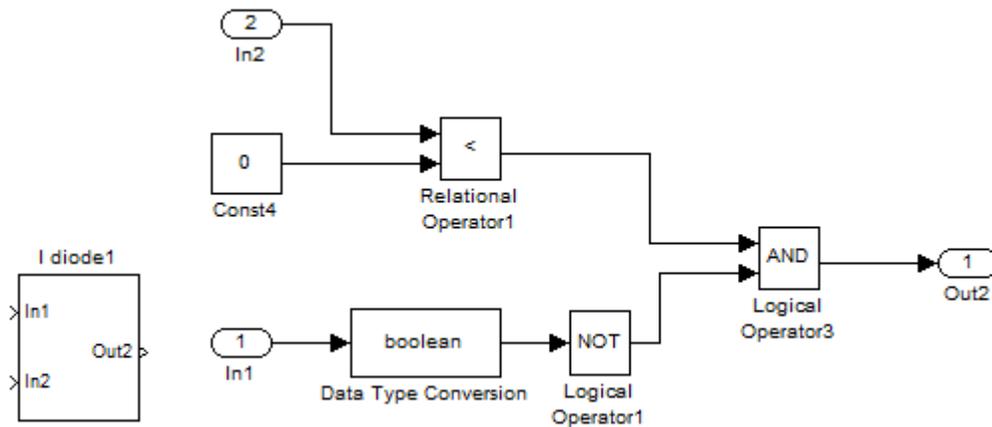


Fig. 5.17 Schema Simulink segnale di conduzione diodi

Per il calcolo di tutte le grandezze d'interesse è stato utilizzato lo strumento "Workspace" di Simulink. Inoltre, si è calcolata l'efficienza come già anticipato nel capitolo 4.

Successivamente, questi tre schemi e gli altri subschemi sono stati accoppiati al DC-bus per farne la simulazione completa. Di seguito si presentano i risultati ottenuti per i convertitori bidirezionali DC/DC delle batterie, dei supercondensatori e dei pannelli fotovoltaici, sempre con i parametri ottimi dal punto di vista delle perdite.

5.4.1 Risultati simulazione convertitore DC-DC bidirezionale Supercondensatori

Le grandezze fondamentali nel convertitore DC-DC bidirezionale dei supercondensatori, sono state ottenute per un periodo del segnale quando esso si è stabilizzato.

Nella Fig. 5.18 si può vedere l'andamento della corrente che circola per l'IGBT. Tale corrente ha un valore di 1,63 A nel punto di massima potenza.

Quanto all'andamento delle perdite di potenza dell'IGBT (Fig. 5.19), si osserva che vi sono due impulsi, il più basso corrispondente alla accensione dell'IGBT ed il più alto allo spegnimento. Fra questi due impulsi si ha una linea inclinata dovuta alle perdite per conduzione. Da questo grafico si può determinare che la perdita nel punto massimo è pari 1,65 W, mentre la perdita totale dell'IGBT è pari a 107,38 W.

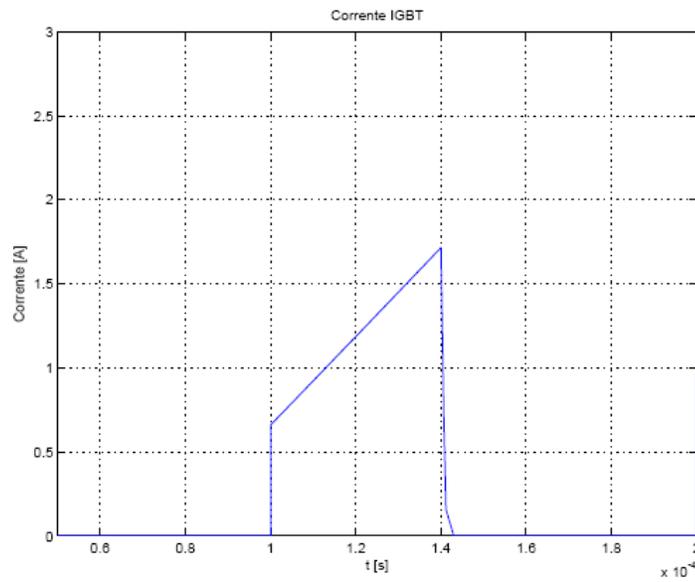


Fig. 5.18 Corrente IGBT convertitore DC/DC supercondensatori

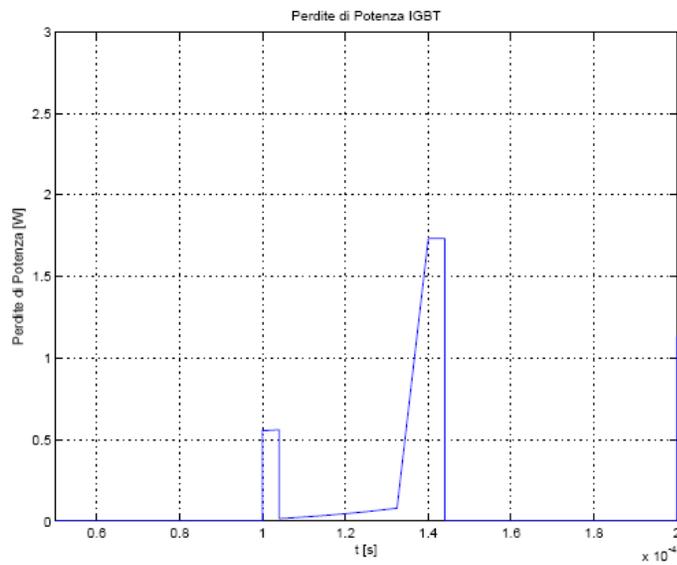


Fig. 5.19 Perdite di Potenza IGBT convertitore DC/DC supercondensatori

Nella Fig. 5.20 è presentato l'andamento delle perdite di conduzione e spegnimento dei diodi. Si può vedere che la perdita di potenza massima in conduzione è pari a 0,28 W, essendo le perdite totali nei diodi pari a 5,91 W.

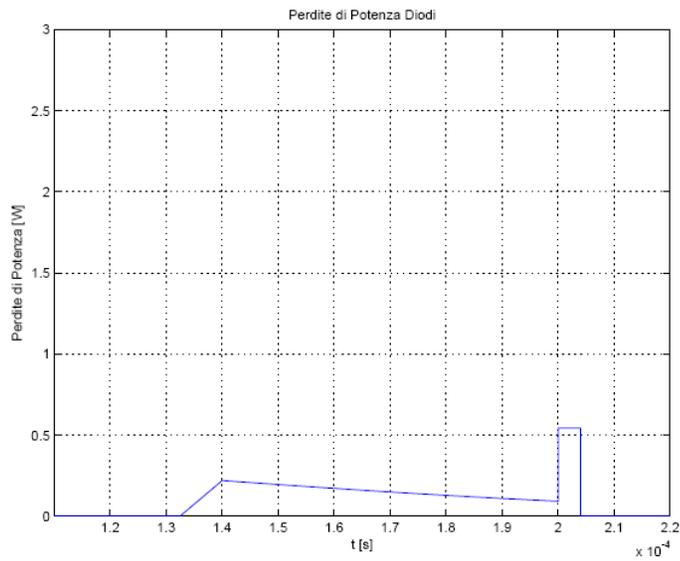


Fig. 5.20 Perdite di Potenza diodi convertitore DC/DC supercondensatori

Dalla somma di queste due perdite (IGBT e diodi) e delle perdite di conduzione dovute all'induttanza ed ai condensatori, si ottiene la Fig. 5.21 che rappresenta le perdite totali nel convertitore dei supercondensatori. Si osserva che nel punto massimo si ha una perdita di 1,97 W, mentre le perdite totali sono pari a 113,87 W. Pertanto, si può concludere che le perdite dovute ai condensatori e all'induttanza sono trascurabili, pari allo 0,51% delle perdite totali. Si è ottenuta un'efficienza media pari a 97,87%.

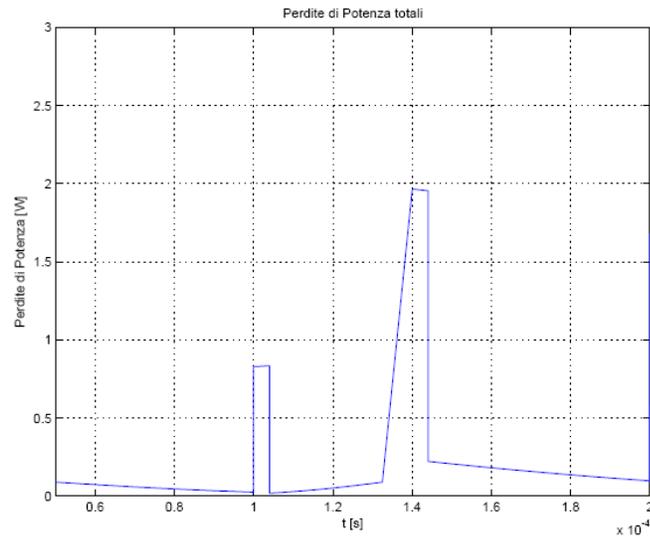


Fig. 5.21 Perdite di Potenza totali convertitore DC/DC supercondensatori

5.4.2 Risultati simulazione convertitore DC-DC bidirezionale Batterie

Nel caso del convertitore bidirezionale per le batterie, si è utilizzata la stessa procedura che del caso precedente. Nella Fig. 5.22 si può vedere l'andamento della corrente che circola per l'IGBT. Tale corrente ha un valore di 1,08 A nel punto di massima potenza.

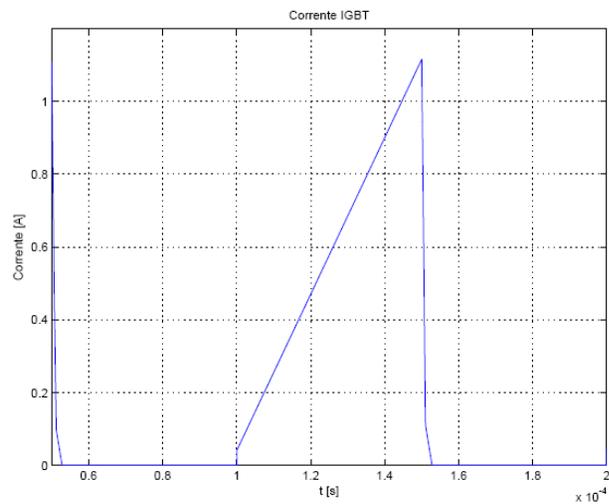


Fig. 5.22 Corrente IGTB convertitore DC/DC batterie

In quanto all'andamento delle perdite di potenza dell'IGBT (Fig. 5.23), si può notare, come nel caso precedente, che ci sono le perdite dovute all'accensione, alla conduzione ed allo spegnimento. Da questa figura si può dedurre che la perdita nel punto massimo è pari 0,99 W, mentre che la perdita totale dell'IGBT è uguale a 84,69 W.

Nella Fig. 5.23 è presentato l'andamento delle perdite di conduzione e spegnimento dei diodi. In questo caso, la perdita di potenza massima in conduzione è pari a 0,413 W, essendo le perdite totali nei diodi antiparalleli è pari a 7,35 W.

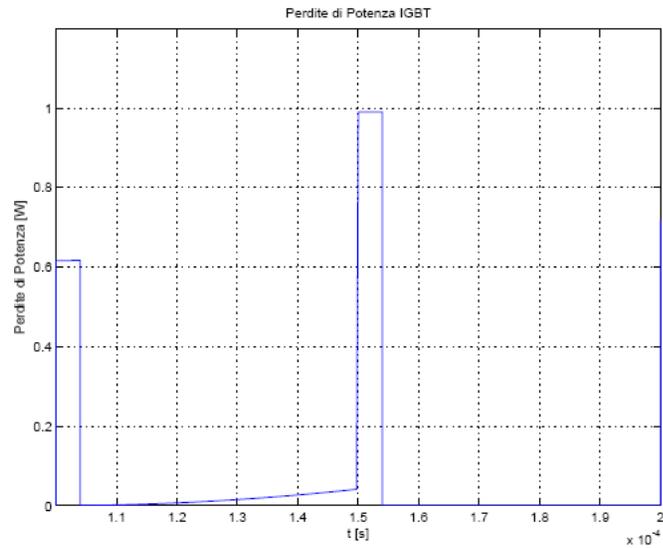


Fig. 5.23 Perdite di Potenza IGBT convertitore DC/DC batterie

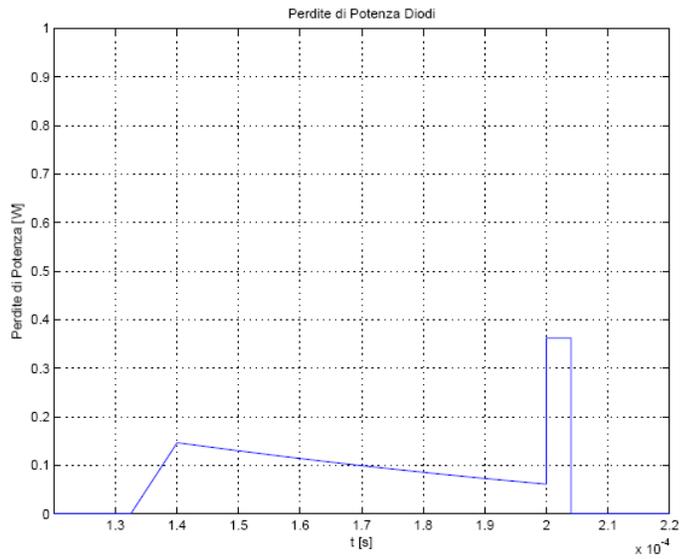


Fig. 5.24 Perdite di Potenza diodi convertitore DC/DC batterie

La Fig. 5.25 rappresenta l'andamento delle perdite totali di questo convertitore, che sono pari a 92,64 W. Quindi, si è determinato che le perdite dovute ai condensatori e all'induttanza sono trascurabili, pari a 0,63% delle perdite totali. Sommando le figure 5.23e 5.24 si ottiene la Fig 5.25. Si è ottenuta un'efficienza media pari a 98,52%.

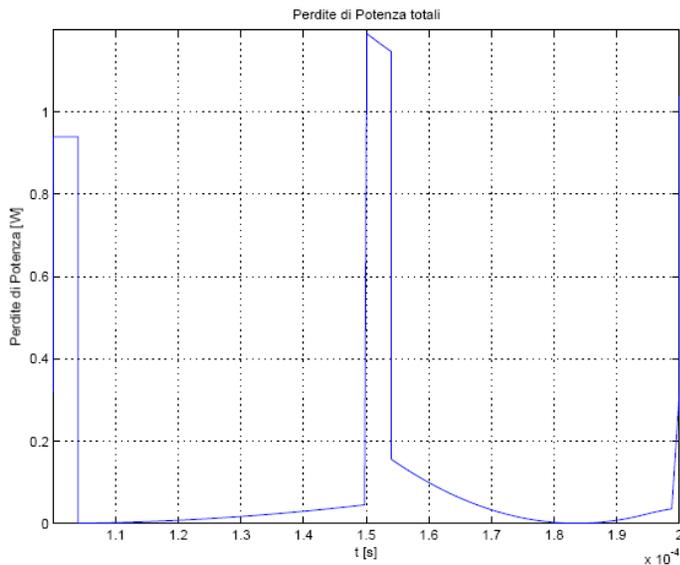


Fig. 5.25 Perdite di Potenza totali convertitore DC/DC batterie

5.4.3 Risultati simulazione convertitore DC-DC bidirezionale Panelli Fotovoltaici

Le grandezze ottenute nel caso del convertitore bidirezionale per i pannelli fotovoltaici sono presentate nel seguito. Nella Fig. 5.26 si può vedere l'andamento della corrente che circola per l'IGBT. Tale corrente ha un valore di 9,98 A nel punto di massima potenza.

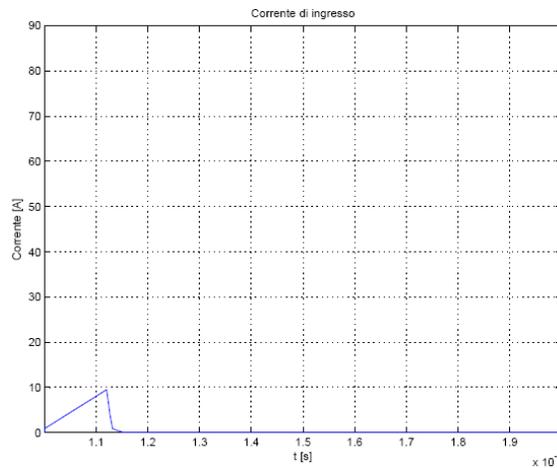


Fig. 5.26 Corrente IGBT convertitore DC/DC batterie

Quanto all'andamento delle perdite di potenza dell'IGBT (Fig. 5.27), si osserva che vi sono due impulsi, il più basso corrispondente alla accensione dell'IGBT ed il più alto allo spegnimento. Da questo grafico si può determinare la perdita massima, che è pari 12,08 W, mentre la perdita totale dell'IGBT è pari a 489,89 W.

Nella Fig. 5.28 è presentato l'andamento delle perdite di conduzione e spegnimento dei diodi. Si può vedere che la massima perdita di potenza in conduzione è pari a 35 W, essendo le perdite totali nei diodi pari a 51,98 W.

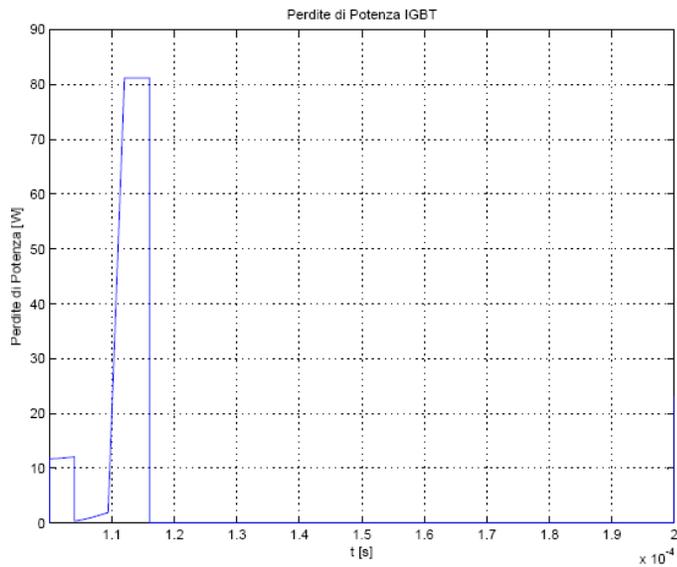


Fig. 5.27 Perdite di Potenza IGBT convertitore DC/DC pannelli fotovoltaici

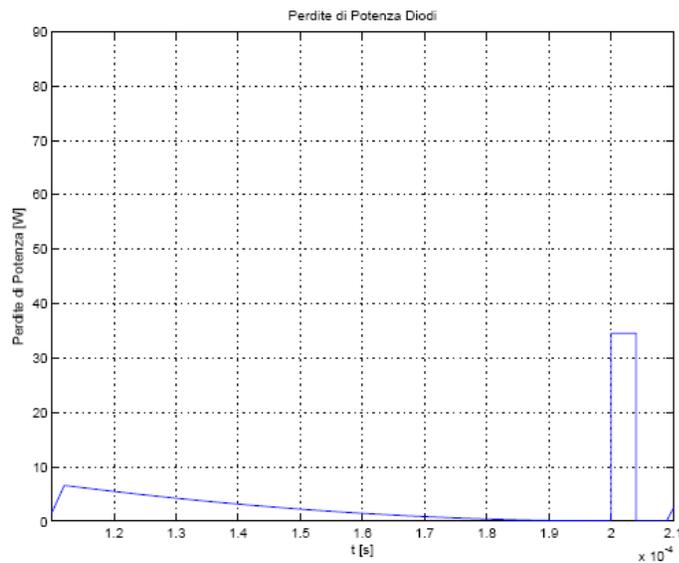


Fig. 5.28 Perdite di Potenza diodi convertitore DC/DC pannelli fotovoltaici

Dalla somma di queste due perdite (IGBT e diodi) e delle perdite di conduzione dovute all'induttanza ed ai condensatori, si ottiene la Fig. 5.29, corrispondente alle perdite totali nel convertitore dei supercondensatori. Si sono ottenute perdite totali pari a 98,46W. Si può quindi concludere che le perdite dovute

ai condensatori e all'induttanza sono pari all'0,4% delle perdite totali. L'efficienza media è pari a 98,65%.

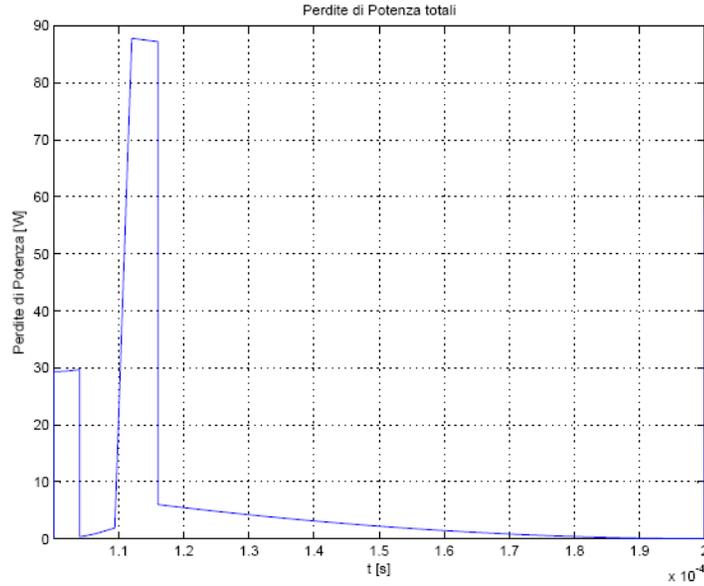


Fig. 5.29 Perdite di Potenza totali convertitore DC/DC pannelli fotovoltaici

Per finire si presenta una tabella riassuntiva di tutte le perdite e l'efficienza ottenute per ogni singolo convertitore:

Tabella 10. Perdite ed efficienza convertitori DC/DC

Convertitore	Perdite IGBT (W)	Perdite Diodi (W)	Perdite Totali (W)	Efficienza (%)
Supercondensatori	107,38	5,91	113,87	97,87
Batterie	84,69	7,35	92,64	98,52
Panelli Fotovoltaici	489,89	51,98	544,87	98,65

5.5 Confronto di risultati ottenuti nella simulazione con IGBT reale

Il componente di potenza selezionato è il Toshiba GT50J325 [4], che ha valori massimi di corrente e tensione pari a: $I_c = 50 \text{ A}$ e $V_{ce} = 600 \text{ V}$

Tutti i diodi e gli IGBT sono stati modellati come interruttori ideali, con resistenza interna pari a (Temperatura $25 \text{ }^\circ\text{C}$):

$$R_{onIGBT}=49 \text{ m}\Omega$$

$$R_{onIGBT}=84 \text{ m}\Omega$$

Dal datasheet se ottengono i parametri che se presentano nel seguito in tabella 11.

Tabella 11. Energia di accensione e spegnimento e R_{on} degli IGBT e Diodi

	Switch on			
	$E_{on} \text{ (mJ)}$	$V \text{ (V)}$	$I \text{ (A)}$	$T \text{ (}^\circ\text{C)}$
IGBT	1.3	300	50	125
Diode	-	300	50	125

	Switch off			
	E_{on} / E_{rr}	$V \text{ (V)}$	$I \text{ (A)}$	$T \text{ (}^\circ\text{C)}$
IGBT	1.34	300	50	125
Diode	0.072	300	50	125

	Conduction		
	$r_{on} \text{ (m}\Omega\text{)}$	$I_c \text{ (A)}$	$T \text{ (}^\circ\text{C)}$
IGBT	40	50	25
Diode	84	50	25

Come anticipato precedentemente le perdite di potenza relative agli IGBT e diodi possono essere suddivisa in perdite di conduzione e perdite di commutazione. Le perdite legate agli IGBT sono le perdite di conduzione, e le perdite per accensione e spegnimento. Le perdite legate a diodi sono le perdite di conduzione e le perdite di recupero inverso.

Quindi, dai valori ottenuti in tabella 11 se hanno le seguenti perdite di potenza:

- IGBT:

$$P_{c,IGBT} = r_{on,IGBT} I_{comp,IGBT}^2 = 522,5 \text{ W}$$

$$P_{on,IGBT} = \frac{E_{on,IGBT}}{t_{on}} = 10,86 \text{ W}$$

$$P_{off,IGBT} = \frac{E_{off,IGBT}}{t_{off}} = 34,078 \text{ W}$$

Perdite di potenza totale dei IGBT:

$$P_{Total,IGBT} = P_{c,IGBT} + P_{on,IGBT} + P_{off,IGBT} = 567,43 \text{ W}$$

- Diodo:

$$P_{c,D} = r_{on,D} I_D^2 = 10,64 \text{ W}$$

$$P_{off,D} = \frac{E_{off,D}}{t_{off}} = 30,65 \text{ W}$$

Perdite di potenza totale dei IGBT:

$$P_{Total,D} = P_{c,D} + P_{off,D} = 41,29 \text{ W}$$

Sommando le due perdite se ottiene:

$$P_{Total} = P_{Total,IGBT} + P_{Total,D} = 609,12 \text{ W}$$

Dai risultati ottenuti, si può dire che le perdite di potenza totali sono simili sia in valore numerico che in forma d'onda alla simulazione proposta. Quest'ultimo aspetto si può verificare facendo il confronto delle forme d'onda ricavate dai risultati

precedentemente ottenuti con quelle trovate in letteratura [42]. Quindi, si può concludere che le perdite di potenza ottenute sono corrette. Inoltre, si può dire che le differenze di potenza tra le perdite totali ottenute dal datasheet e quelle presenti in tabella 10 (convertitori bidirezionali) sono legate alla tensione scelta sia per gli accumulatori che per il pannello fotovoltaico.

CONCLUSIONI

Il lavoro ha riguardato l'interfacciamento, tramite convertitori DC/DC bidirezionali, di un sistema autonomo fotovoltaico e un sistema di accumulo ibrido (costituito sia da batterie che da supercondensatori) in una configurazione a DC-bus centralizzato. In molte applicazioni, la presenza dei supercondensatori consente di migliorare i cicli e la durata delle batterie limitando la loro corrente di scarica, trovando quindi una giustificazione economica.

Nei convertitori DC/DC, le prestazioni dei singoli componenti rappresentano un fattore di fondamentale importanza in quanto influenzano direttamente l'efficienza del sistema. Nel caso specifico considerato, la scelta delle tensioni degli accumulatori, dei pannelli fotovoltaici e del DC-bus costituisce un elemento determinante per il calcolo delle perdite e quindi dell'efficienza complessiva.

In questo lavoro sono state analizzate le perdite di potenza negli IGBT (Isolated Gate Bipolar Transistor) e nei diodi, considerando la particolare applicazione. Si è potuto comprovare che nel caso dei convertitori bidirezionali scelti le perdite di conduzione nei diodi in antiparallelo rappresentano una piccola frazione di quelle negli IGBT. Inoltre, si è determinato che le perdite dovute ai condensatori e all'induttanza rappresentano meno dello 0,7% delle perdite totali.

I risultati ottenuti attraverso la simulazione sono stati confrontati con dati ricavati da datasheet di componenti commerciali e con dati della letteratura, mostrando un buon accordo.

Si può quindi concludere che, per la particolare applicazione, questi convertitori sono caratterizzati da elevati livelli di efficienza, superiori al 97%.

Questo risultato è importante per il progettista di questo tipo di impianti ad energie rinnovabili, in quanto con minori perdite i costi sono minori.

In base ai risultati ottenuti si può affermare che l'architettura a DC-bus centralizzato si è dimostrata adeguata per impianti basati su fonte fotovoltaica in presenza di accumulatori elettrici di diverso tipo, dal momento che i livelli di efficienza si sono rivelati soddisfacenti.

Si ritiene comunque interessante come futura attività il confronto con convertitori di diverse tipologie.

BIBLIOGRAFIA

- [1] **Daniel W. Hart**, "*Introduction to Power Electronics*", Prentice Hall, Upper Saddle River, New Jersey USA, 1997.
- [2] **Christophe Basso**, "*Switch-Mode Power Supplies: SPICE Simulations and Practical Designs*". McGraw-Hill. 1994.
- [3] **Ned Mohan; Undeland, Tore M., Robbins, William P.**, "*Power Electronics, Hoboken, John Wiley & Sons*", 2003.
- [4] **Bernini, Fabrizio**, "*Tecnologie fotovoltaiche per lo sviluppo sostenibile. Analisi del ciclo di vita, convenienza energetica, diffusione delle utilizzazioni, futuri scenari*", Luglio 2003.
- [5] **Timothy L. Skvarenina**, "*Power Electronics Handbook*". CRC Press. 1995
- [6] **Rashid Mohammad H.**, "*Power Electronics Handbook*". Academic Press. 1998
- [7] **S. Barsali, M. Pasquali, G. Pede** -"*Definition of Energy Management Technique for Series Hybrid Vehicles*" -Proc. of EVS 19 –The 19th International Electric Vehicle Symposium, Pusan, Korea, 2002.
- [8] **Vojtech Svoboda**, "*Benchmarking project; WP3.1; Definition of performance requirements for energy storage systems in each category*", Centre for Solar Energy and Hydrogen Research Baden-Württemberg, March 2004.
- [9] **Electric Ideas ClearingHouse**, "*Technology Update Subject: Electrical Demand Control*", February 1993.
- [10] **Prosperi M., Minelli C.**, "*Solare Fotovoltaico Progetto RES & RUE dissemination*". Dossier, 1996.
- [11] **Robert W. Erickson**, "*DC-DC Power Converters*". Department of Electrical and Computer Engineering. University of Colorado. 2002
- [12] **Ortúzar Dworsky M.**, "*Diseño y construcción de un conversor DC-DC para control de ultrasupercapacitores en vehículo eléctrico*". Pontificia Universidad de Chile. 2002

- [13] **Konstantin P. Louganski.** “*MODELING AND ANALYSIS OF A DC POWER DISTRIBUTION SYSTEM*”. *Septembre 1999*.
- [14] **Sree Manju, B. Ramaprabha R., Mathur B.L.,** “*Design and Modeling of Standalone Solar Photovoltaic Charging System*”. *International Journal of Computer Applications* Volume 18– No.2, March 2011.
- [15] **J. Mahdavi, A. Emandi, H.A. Toliyat.,** “*Application of State Space Averaging Method to Sliding Mode Control of PWM DC-DC converter*”. *IEEE Industry Applications Society. New Orleans, Louisiana, October, 1997*.
- [16] **S. Waffler, J. W. Kolar.,** “*A Novel Low-Loss Modulation Strategy for High-Power Bi-directional Buck+Boost Converters*”. *IEEE Industry Applications Society. New Orleans, Louisiana, October, 1997*.
- [17] **Woonki Na, Bei Gou, Taehyung Kim.** “*Analysis and Control of a Bidirectional DC/DC Converter for an Ultra-Capacitor in a Fuel Cell Generation System*”. *Journal of Electrical Engineering: Theory and Application*.
- [18] **Geoffrey R. Wal, Paul C. Sernia.** “*Cascaded DC–DC Converter Connection of Photovoltaic Modules*”. *IEEE Transactions on power electronics, Vol. 19, No. 4, July 2004*.
- [19] **T. A. Singo, A. Martinez, S. Saadate,** “*Using Ultracapacitors to Optimize Energy Storage in a Photovoltaic System*”. *International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion. 2008*.
- [20] **F. S. Garcia, A. A. Ferreira, and J. A. Pomilio,** “*Control Strategy for Battery-Ultracapacitor Hybrid Energy Storage System*”.
- [21] **Daniel W. Hart,** “*Introduction to Power Electronics*”, Prentice Hall, Upper Saddle River, New Jersey USA, 1997.
- [22] **Christophe Basso,** “*Switch-Mode Power Supplies: SPICE Simulations and Practical Designs*”. McGraw-Hill. 1994.
- [23] **Ned Mohan; Undeland, Tore M., Robbins, William P.,** “*Power Electronics, Hoboken, John Wiley & Sons*”, 2003.

- [24] **Bernini, Fabrizio**, “*Tecnologie fotovoltaiche per lo sviluppo sostenibile. Analisi del ciclo di vita, convenienza energetica, diffusione delle utilizzazioni, futuri scenari*”, Luglio 2003.
- [25] **Timothy L. Skvarenina**, “*Power Electronics Handbook*”. CRC Press. 1995
- [26] **Rashid Mohammad H.**, “*Power Electronics Handbook*”. Academic Press. 1998
- [27] **S. Barsali, M. Pasquali, G. Pede** -“*Definition of Energy Management Technique for Series Hybrid Vehicles*” -Proc. of EVS 19 –The 19th International Electric Vehicle Symposium, Pusan, Korea, 2002.
- [28] **Vojtech Svoboda**, “*Benchmarking project; WP3.1; Definition of performance requirements for energy storage systems in each category*”, Centre for Solar Energy and Hydrogen Research Baden-Württemberg, March 2004.
- [29] **Electric Ideas ClearingHouse**, “*Technology Update Subject: Electrical Demand Control*”, February 1993.
- [30] **Prosperi M., Minelli C.**, “*Solare Fotovoltaico Progetto RES & RUE dissemination*”. Dossier, 1996.
- [31] **Robert W. Erickson**, “*DC-DC Power Converters*”. Department of Electrical and Computer Engineering. University of Colorado. 2002
- [32] **Ortúzar Dworsky M.**, “*Diseño y construcción de un conversor DC-DC para control de ultrasupercapacitores en vehículo eléctrico*”. Pontifica Universidad de Chile. 2002
- [33] **Konstantin P. Louganski**. “*MODELING AND ANALYSIS OF A DC POWER DISTRIBUTION SYSTEM*”. Septiembre 1999.
- [34] **Sree Manju, B. Ramaprabha R., Mathur B.L.**, “*Design and Modeling of Standalone Solar Photovoltaic Charging System*”. International Journal of Computer Applications Volume 18– No.2, March 2011.
- [35] **J. Mahdavi, A. Emandi, H.A. Toliyat.**, “*Application of State Space Averaging Method to Sliding Mode Control of PWM DC-DC converter*”. IEEE Industry Applications Society. New Orleans, Louisiana, October, 1997.
- [36] **S. Waffler, J. W. Kolar.**, “*A Novel Low-Loss Modulation Strategy for*

High-Power Bi-directional Buck+Boost Converters". IEEE Industry Applications Society. New Orleans, Louisiana, October, 1997.

[37] **Woonki Na, Bei Gou, Taehyung Kim.** "*Analysis and Control of a Bidirectional DC/DC Converter for an Ultra-Capacitor in a Fuel Cell Generation System*". Journal of Electrical Engineering: Theory and Application.

[38] **Geoffrey R. Wal, Paul C. Sernia.** "*Cascaded DC-DC Converter Connection of Photovoltaic Modules*". IEEE Transactions on power electronics, Vol. 19, No. 4, July 2004.

[39] **T. A. Singo, A. Martinez, S. Saadate,** "*Using Ultracapacitors to Optimize Energy Storage in a Photovoltaic System*". International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion. 2008.

[40] **F. S. Garcia, A. A. Ferreira, and J. A. Pomilio,** "*Control Strategy for Battery-Ultracapacitor Hybrid Energy Storage System*".

[41] **Wei Li, Géza Joós, and Chad Abbey.** "*A Parallel Bidirectional DC/DC Converter Topology for Energy Storage Systems in Wind Applications*".

[42] **A. Stabile, A. J. Marques Cardoso, C. Boccaletti.** "*Efficiency Analysis of Power Converters for Urban Wind Turbine Applications. 2010*

SITOGRAFIA

[1] **Mathworks:**

<http://www.mathworks.com/help/toolbox/physmod/powersys/ref/igbt.html>

[2] **Ecorete:** <http://www.ecorete.it/solare-pannelli-fotovoltaici-impianti-domande.php>

[3] **PVtwins:** <http://www.pvtwins.nl>

[4] **Solarwall:** <http://www.solarwall.com>

[5] **HDsolar:** http://www.hdsolar.com/index_tmp.php

[6] **ITISHertz:** <http://www.itishertz.it/solare/index.htm>

[7] **Prof. Antonino Fratta.** *“Elettronica Industriale di Potenza II”* .
Politecnico di Torino Corso di Laurea a Distanza in Ingegneria Elettrica.
<http://corsiadistanza.polito.it/corsi/pdf/9186H/ElnInd2.pdf>