

UNIVERSITÀ DI BOLOGNA  
SECONDA FACOLTÀ DI INGEGNERIA-SEDE CESENA  
CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA ELETTRONICA

*Studio di un impianto  
fotovoltaico rurale alimentante  
una pompa per irrigazione*

*Tesi di Laurea Triennale  
in Elettronica Industriale*

A cura di:  
*Michele Mazzini*

Relatore:  
*Prof. Rudi Paolo Paganelli*

*Seconda Sessione*  
Anno accademico 2011/2012

# **Parole chiave**

**Impianto fotovoltaico a isola**

**Cella fotovoltaica**

**Accumulatore**

**Convertitore DC/DC**

**Controllo in retroazione multiplo**

# Indice

<b>Introduzione</b>	<b>...6</b>
<b>1.Considerazioni preliminari e cenni sugli impianti fotovoltaici a isola</b>	<b>...8</b>
1.1 Generalità sugli impianti fotovoltaici	...8
1.2 Impianti fotovoltaici a isola	...9
1.3 Dati del progetto	...11
1.4 Calcolo del fabbisogno elettrico del sistema e caratteristiche della pompa	...12
<b>2.Modulo fotovoltaico</b>	<b>...15</b>
2.1 La radiazione solare	...16
2.2 Inclinazione e orientamento dei pannelli fotovoltaici	...21
2.3 Perdite per ombreggiamento	...24
2.4 Generatore fotovoltaico	...25
2.4.1 Cella fotovoltaica	...25
2.4.2 Potenza nominale di picco	...27
2.4.3 Tipologia dei pannelli fotovoltaici	...27
2.5 Pannello fotovoltaico CS6C-145M	...28
<b>3.Dimensionamento dell'impianto fotovoltaico rurale</b>	<b>...33</b>
3.1 Accumulatore	...39
3.1.1 Batteria al piombo FG2M009	...42
3.1.2 Batteria al piombo SMG 530	...44
3.1.3 Batteria al litio-ferro-fosfato LTE110	...45
3.2 Inverter Steca AJ 1000-12	...47

<b>4.Regolatore di carica</b>	<b>...49</b>
4.1 L'integrato LTC4000-1	...50
4.1.1 I quattro loop che comandano il convertitore DC/DC	...53
4.1.1.1 Loop della tensione di ingresso	...53
4.1.1.2 Loop e monitoraggio della corrente di carica	...56
4.1.1.3 Loop della tensione a vuoto della batteria	...58
4.1.1.4 Loop della tensione d'uscita	...60
4.1.2 Carica della batteria	...62
4.1.2.1 Carica goccia a goccia (Trickle Charge)	...62
4.1.2.2 Fine della carica a seconda di come sia impostato il pin TMR	...63
4.1.2.3 Carica della batteria al piombo con il metodo 3-step	...66
4.1.3 Diodo ideale di ingresso, diodo ideale di uscita e funzione instant-on.	...69
4.1.3.1 Diodo ideale in ingresso	...70
4.1.3.2 Diodo ideale di uscita e funzione instant-on	...71
4.1.4 Monitoraggio della tensione e della corrente di ingresso	...73
4.1.4.1 Monitoraggio della corrente di ingresso	...73
4.1.4.2 Monitoraggio della tensione di ingresso	...74
4.1.4.3 Combinazione del partitore della funzione di monitoraggio della tensione di ingresso con il partitore del loop della tensione di ingresso	...75
4.1.5 Fase di carica condizionata dalla temperatura	...76
4.1.6 Indicatori di stato	...79
4.2 Convertitore DC/DC LT3845A	...80
4.2.1 Principio di funzionamento	...82
4.2.2 Requisiti di potenza	...82
4.2.3 Scelta della resistenza che rileva la corrente sull'induttore	...83
4.2.4 Impostazione della frequenza di lavoro	...84
4.2.5 Scelta dell'induttore	...86

4.2.6 Dimensionamento dei mosfet esterni	...87
4.2.7 Condensatore d'ingresso e d'uscita	...89
4.2.8 Ipostazione della tensione d'uscita	...91
<b>Conclusioni</b>	<b>...92</b>
<b>Bibliografia</b>	<b>...94</b>

# Introduzione

In questo elaborato si studia un possibile progetto di impianto fotovoltaico a isola che alimenti una pompa per l'irrigazione di campi e giardini.

Ho scelto di utilizzare la tecnologia fotovoltaica per due fondamentali motivi. Il primo riguarda l'ambiente: in un mondo dove per produrre energia si usano tecnologie inquinanti (nucleare, termoelettrico) mi è sembrato doveroso intraprendere una tesi di laurea che promuovesse una tecnologia innovativa non inquinante. Il fotovoltaico rispetta l'ambiente per i seguenti motivi: l'energia viene prodotta senza inquinare, l'utilizzo di questa tecnologia riduce l'impatto delle altre tecnologie inquinanti, i pannelli fotovoltaici sono per la gran parte riciclabili.

Il secondo motivo riguarda il senso di libertà e consapevolezza che un impianto fotovoltaico a isola può dare: in quasi ogni parte del globo terrestre esso può essere utilizzato per produrre energia elettrica in modo del tutto indipendente e consumarne in modo responsabile. In un impianto a isola l'energia elettrica prodotta dai pannelli fotovoltaici viene accumulata nelle batterie in quantità finita: questo porta a farne un uso responsabile che tenda a evitarne gli sprechi.

La tesi inizia con una breve descrizione degli impianti fotovoltaici a isola e con la definizione delle principali specifiche di progetto riguardanti la gestione e l'utilizzo della pompa ad immersione (alimentata da un inverter).

Il secondo passo è stato quello di analizzare i dati storici che riportano la radiazione solare giornaliera (media mensile definita per ogni mese) sul piano orizzontale nella località di Cesena. Ciò consente di dimensionare il campo fotovoltaico secondo le esigenze: occorre valutare l'inclinazione da terra, l'orientamento rispetto al SUD, e le caratteristiche della cella fotovoltaica. Alla fine di questo capitolo si sono individuate le principali caratteristiche del pannello fotovoltaico scelto. Dopo avere scelto e dimensionato il numero di

pannelli si è proceduto, tramite bilanci energetici e/o di potenza, a dimensionare il sistema di accumulo: in questa tesi verranno proposte tre diverse tipologie di batterie.

L'ultimo capitolo riguarda il sistema regolatore: esso è composto da un convertitore DC/DC operante in discesa e da un controllore dei flussi energetici, l'integrato LTC4000-1, entrambi prodotti dalla Linear Technology. In questo capitolo sono state riportate tutte le principali funzioni disponibili per l'integrato LTC4000-1 e le varie scelte progettuali che riguardano la sua programmazione, adottate in funzione delle esigenze della nostra specifica applicazione.

# Capitolo 1

## Considerazioni preliminari e cenni sugli impianti fotovoltaici a isola.

Questo progetto è stato intrapreso allo scopo di produrre energia elettrica per alimentare una pompa ad immersione per l'irrigazione di campi coltivati, di giardini, o per qualsiasi altro uso che si ritenga conveniente.

Prima di tutto descriverò cosa è un impianto fotovoltaico e a cosa serve.

### 1.1 Generalità sugli impianti fotovoltaici.

Tale impianto, grazie all'omonimo effetto fotovoltaico trasforma direttamente l'energia solare in energia elettrica. L'effetto fotovoltaico è quel fenomeno fisico che avviene quando la radiazione del sole colpisce dei semiconduttori opportunamente drogati, permettendo la produzione di energia elettrica. I vantaggi fondamentali dell'uso di questa tecnologia, partendo da quelli più importanti per me, sono:

- L'assenza di emissioni inquinanti.
- Il fatto che più si usa questa tecnologia per ricavare l'energia elettrica, meno si usano le altre tecnologie che provengono da fonti non rinnovabili, come ad esempio il nucleare e le centrali termoelettriche: questo comporta quindi minor inquinamento e minor consumo di combustibili fossili.
- La fonte primaria, ovvero la radiazione del sole, è infinita e a costo zero.
- Generare l'energia direttamente nel luogo dove viene consumata, evita di dover attingere da fonti distanti diversi km, generando risparmio in termini



sia di materiali che di riduzione delle perdite di trasporto e di trasformazione dell'energia elettrica.

- L'affidabilità degli impianti fotovoltaici, soprattutto quando non vi sono parti in movimento (normalmente un impianto è garantito più di 20 anni).
- I ridotti costi di esercizio e di manutenzione.
- La modularità del sistema: se si vuole aumentare o diminuire la potenza dell'impianto basta incrementare o ridurre il numero di pannelli.
- L'energia solare non produce rumore e non emette sostanze odorose.
- Con l'impianto fotovoltaico l'utente diventa indipendente e produttore dell'energia che consuma: perciò lo sfruttamento di questa risorsa viene affrontata in modo più consapevole, consentendo di evitare alcuni sprechi.

Gli impianti fotovoltaici sono suddivisi in due principali categorie:

- Impianti fotovoltaici connessi alla rete o grid connect: sono impianti che sono connessi alla rete elettrica nazionale. Durante il giorno producono energia elettrica e la immettono nella rete, mentre durante la notte i carichi da alimentare prelevano l'energia direttamente dalla rete.
- Impianti fotovoltaici a isola o stand alone: non sono connessi a nessuna rete di distribuzione. Di giorno producono energia e la accumulano, mentre nelle ore notturne l'energia accumulata, viene rilasciata per alimentare le varie utenze.

## **1.2 Impianti fotovoltaici a isola.**

Gli impianti fotovoltaici stand-alone, sono caratterizzati dall'assenza dell'allaccio alla rete di distribuzione. Essendo tali impianti autosufficienti, sono spesso le soluzioni ideali per edifici molto isolati (baite, alpeggi, rifugi alpini, case isolate, ecc.), sistemi d'illuminazione, segnaletica sulle strade, impianti pubblicitari, ripetitori radio, stazioni di rilevamento e trasmissioni dati, sistemi per il pompaggio dell'acqua, alimentazioni dei servizi nei camper o nelle imbarcazioni. In pratica tutte applicazioni in luoghi distanti dalla rete elettrica nazionale: basti pensare che per la realizzazione di 1 km di linea elettrica bisogna prevedere una spesa di almeno 40.000 €. In questi casi, soddisfa autonomamente tutto il

fabbisogno elettrico diventa molto conveniente. Infine, se si considera che spesso gli edifici isolati dalla rete sono situati in località ambientali di grande importanza, come i parchi naturali e le aree montane, allora il ricorso alla tecnologia fotovoltaica appare ancora più necessario.

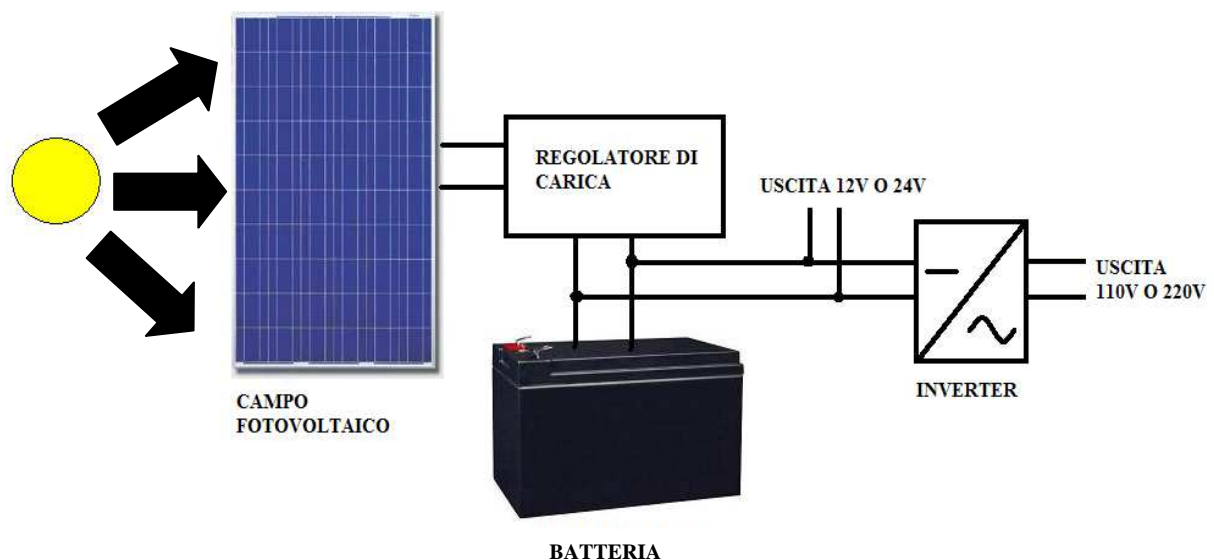
Se per un impianto fotovoltaico connesso alla rete si vuole massimizzare l'irradiazione annuale e quindi la produttività dell'impianto, dal momento che i surplus e i deficit di energia elettrica vengono comunque compensati dalla rete di distribuzione, per un impianto fotovoltaico a isola dotato di accumulatori elettrochimici si desidera massimizzare la radiazione giornaliera e minimizzare il divario tra il mese più favorevole (con irradiazione solare maggiore) e quello meno favorevole (con irradiazione solare minore). Nello specifico, per determinare la potenza nominale del generatore fotovoltaico in modo da assicurare l'autosufficienza dell'impianto, è necessario imporre che la produzione di energia elettrica dell'impianto nel mese più sfavorevole risulti maggiore dell'assorbimento delle medesima da parte dei dispositivi di consumo. Ciò comporta un surplus di energia nei mesi più favorevoli che purtroppo non verrà assorbito dagli accumulatori ma sprecato: questo è l'inconveniente derivante dal non essere allacciati alla rete.

Come si può osservare dalla Figura 1.1 i principali componenti di un impianto fotovoltaico a isola generalmente sono:

- **IL PANNELLO FOTOVOLTAICO:** è l'insieme dei moduli fotovoltaici dedicati alla trasformazione dell'energia solare in energia elettrica;
- **IL REGOLATORE DI CARICA:** è un sistema che serve a gestire e a stabilizzare l'energia prodotta. Normalmente l'energia elettrica che arriva dai moduli fotovoltaici ha una tensione stabilizzata di 12 o 24 Volts. Il regolatore di carica deve: visionare il funzionamento dell'impianto, proteggere le batterie di accumulo da un eccesso di carica, gestire il flusso di energia dai moduli verso le batterie, e quello di scarica, dalle batterie verso l'utenza o addirittura dalle batterie verso il pannello (ore notturne). Grazie al regolatore di carica, le batterie di accumulo danno il massimo delle prestazioni e hanno una maggiore durata.
- **LE BATTERIA D'ACCUMULO:** è il sistema chimico dedicato ad accumulare l'energia elettrica prodotta dai moduli fotovoltaici, per consentirne un uso differito nel tempo. Il dimensionamento degli accumulatori costituisce un punto critico della progettazione,

condizionando la resa, l'affidabilità e la vita utile dell'impianto. La capacità energetica degli accumulatori deve garantire un certo numero di giorni di autonomia.

- L'INVERTER: è il sistema di conversione della corrente continua in corrente alternata. Questo dispositivo è utilizzato nei casi dove l'utenza ha necessità di corrente alternata. La corrente in uscita dall'inverter ha normalmente una tensione standard pari a 110 o 220 volt per consentire l'alimentazione dei dispositivi elettronici di destinazione.
- UTENZA: dispositivi alimentati dall'impianto fotovoltaico.



**Figura 1.1 Rappresentazione di un impianto fotovoltaico a isola**

## 1.3 Dati del progetto.

Questo progetto è stato concepito per l'alimentazione di una pompa, in modo tale da utilizzare l'acqua contenuta in un pozzo o in un bacino idrico per l'irrigazione di campi coltivati o di giardini, qualora non vi sia l'opportunità di avere energia elettrica a portata di mano o si voglia essere indipendenti dalla rete elettrica

nazionale. Prima di iniziare a descrivere la pompa bisogna fare delle precisazioni importanti:

- l'acqua è bene che non vada sprecata: quindi quando ci saranno giorni di pioggia, di neve e di nebbia, la pompa non verrà utilizzata. In questi giorni abbiamo già la fortuna di avere l'acqua gratuitamente è da irresponsabili sprecarne altra. Quindi, generalmente, durante i giorni di pioggia, di neve, di nebbia la pompa non funziona.
- Se si vuole irrigare un campo con alberi da frutteto o orti con delle verdure, si deve precisare che le stagioni dove avviene la coltivazione di ortaggi sono la primavera, l'estate e, magari, l'inizio dell'autunno. Quindi in caso di bel tempo la pompa deve funzionare tutti i giorni da marzo ad ottobre. In caso di maltempo valgono le considerazioni fatte in precedenza. Lo stesso discorso vale anche per l'irrigazione di giardini.
- Il periodo migliore della giornata per innaffiare è nella prima mattinata o nel tardo pomeriggio.
- Consideriamo l'irrigazione di un campo grazie a un pozzo situato nelle vicinanze di Cesena (latitudine 44°8'0" N, longitudine 12°14'0" E).

## 1.4 Calcolo del fabbisogno elettrico del sistema e caratteristi della pompa.

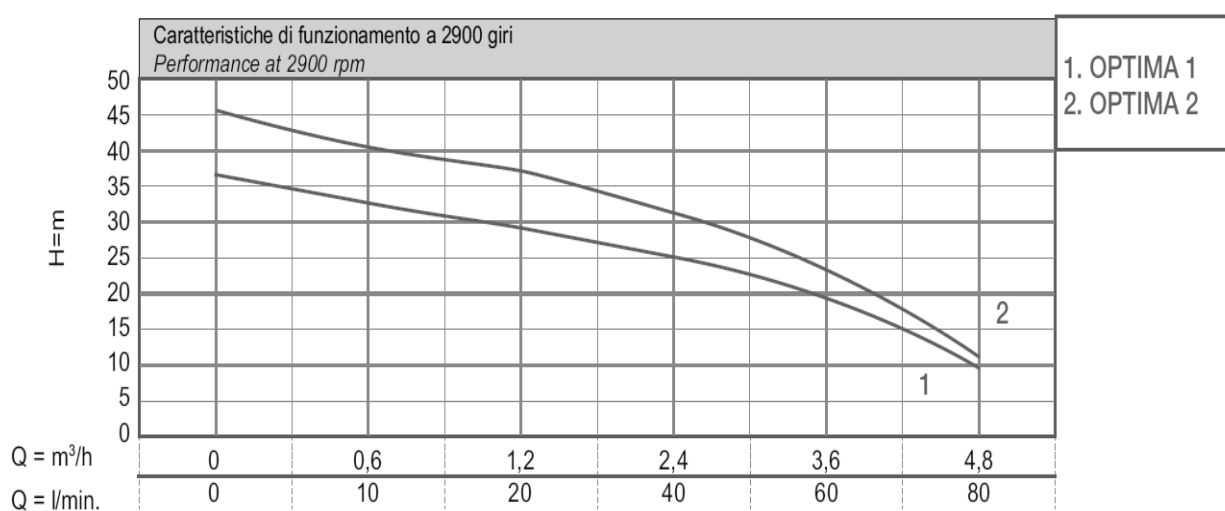
Il fabbisogno elettrico totale del sistema è uguale alla sommatoria dei fabbisogni elettrici dei singoli dispositivi di consumo. L'energia di consumo del nostro sistema è calcolata secondo la seguente espressione:

$$E_c = \sum P \times \tau \quad (1.1)$$

dove P risulta essere la potenza (espressa in Watt) del singolo utilizzatore (in questo progetto c'è sola la pompa) e  $\tau$  è il tempo di utilizzo espresso in ore di quest'ultimo. Se in futuro si vorrà ampliare il progetto con altri dispositivi di consumo, tipo lampade da giardino, utensili da giardinaggio, o quant'altro,

bisognerà aggiungere, alla energia di consumo assorbita dalla pompa, il prodotto tra la potenza degli utilizzatori e il loro tempo di utilizzo.

In questa tesi, come si è già ampiamente accennato l'unico utilizzatore è la pompa: si tratta di una pompa sommergibile multistrato e girante chiusa, concepita per il sollevamento di acque pulite. È interamente prodotta in Italia dalla ditta Matra e fa parte della serie Optima. È dotata di un motore elettrico monofase ad induzione a due poli con potenza 0.8Hp. È alimentata da una tensione di 220-230V e ha un consumo di potenza di 600W. Nella Figura 1.2 si può notare il grafico altezza-portata fornito dal manuale della pompa.



**Figura 1.2 Curva caratteristica altezza-portata**

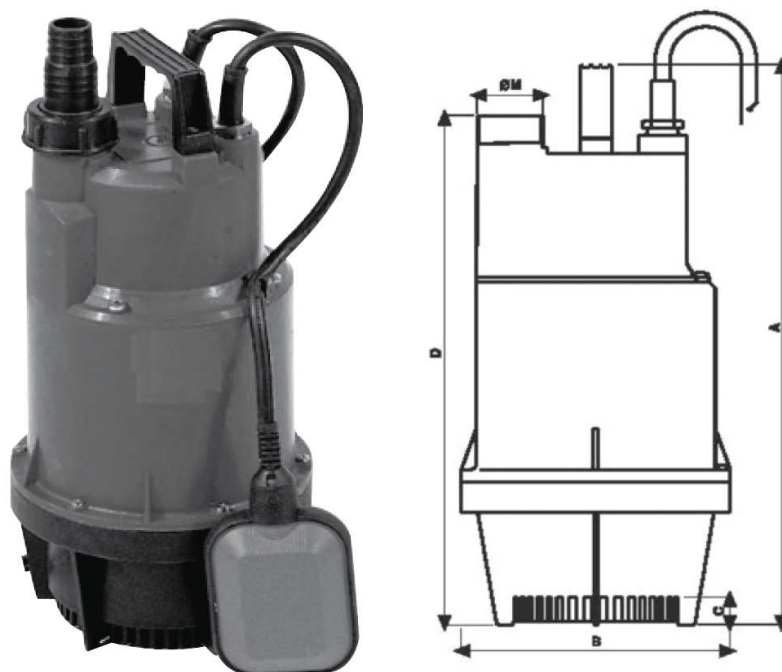
La curva che ci interessa è quella identificata dal numero 1, relativa alla pompa Optima1. Il grafico di Figura 1.2 illustra la caratteristica altezza-portata, parametro molto importante per il dimensionamento di un buon sistema idrico. Ad esempio, se la pompa si trovasse in un pozzo a una profondità di 20m dal livello del suolo, essa sarebbe in grado di riempire una vasca da bagno (circa 180 litri) in soli 3 minuti. Questa pompa può essere usata in vari sistemi per l'irrigazione di campi o giardini: si può collegarla direttamente ai getti d'irrigazione, basta tener d'occhio la curva caratteristica altezza-portata; oppure è possibile riempire una o più vasche di raccolta d'acqua per poi usare il metodo di irrigazione a goccia. La tabella sottostante rappresenta le caratteristiche

elettriche, le ore di utilizzo e il fabbisogno giornaliero per l'utilizzo di questa pompa.

Utilizzatore	Quantità	Tensione di utilizzo	Potenza	Ore di utilizzo	Consumo totale giornaliero
Pompa serie Optima	1	220-230V	600W	1h	600Wh/giorno

**Tabella 1.1** Caratteristiche elettriche e consumi della pompa

Come si è accennato prima, se in un futuro si vorrà ampliare questo progetto con altri utilizzatori, basterà aggiungerli nella Tabella 1.1. In questa tesi ho pensato che l'utilizzo della pompa, tutti i giorni da marzo a ottobre in caso di bel tempo, per un'ora al giorno sia più che sufficiente. Se ci si mette a una profondità di 20m dal livello del suolo, la pompa, in un'ora di tempo, è in grado di trasferire, dal basso verso l'alto, 3600 litri d'acqua, un equivalente di 20 vasche da bagno. Si dovrà progettare e dimensionare un impianto fotovoltaico che garantisca il fabbisogno energetico della pompa. Viene di seguito mostrata in Figura 1.3 una bella immagine della pompa della serie Optima.



**Figura 1.3** Pompa serie Optima

# Capitolo2

## Modulo fotovoltaico.

Un modulo fotovoltaico è un dispositivo composto da celle fotovoltaiche che trasforma, grazie all'effetto fotovoltaico, l'energia fornita dal sole in energia elettrica. È normalmente impiegato come generatore di corrente in un impianto fotovoltaico. L'energia elettrica che un sistema fotovoltaico riesce a produrre dipende da diverse fattori:

- Il luogo in cui si trova il sito di installazione e la radiazione solare incidente su di esso. Questo è comprensibile dato che se ci si sposta in diverse zone nel globo la radiazione solare incidente sul suolo terrestre varia.
- Disposizione dei moduli. La collocazione spaziale dei pannelli fotovoltaici è determinata da due angoli: l'inclinazione rispetto all'orizzontale e l'orientamento rispetto al Sud. L'orientamento migliore è sempre quello verso il Sud che consente di seguire il percorso giornaliero del sole nel cielo. Mentre il discorso per l'inclinazione è un po' più complesso. Normalmente si può dire che l'inclinazione ottimale è pari alla latitudine del sito diminuita di una decina di gradi.
- L'influenza che può avere l'ambiente caratteristico del sito di installazione sulla resa dell'impianto fotovoltaico. In sostanza la presenza di ombreggianti e di fattori che limitano l'esposizione dei pannelli.
- La superficie utile. La produzione di energia è proporzionale alla superficie dell'impianto.
- L'efficienza del sistema. L'efficienza complessiva del sistema è data dal prodotto tra l'efficienza dei pannelli e l'efficienza dei principali componenti che sono presenti nell'impianto (regolatore di carica, batteria e inverter).

In questo e nel prossimo capitolo si analizzeranno nel dettaglio tutte le voci riportate sopra e si spiegheranno le caratteristiche tecniche dei pannelli utilizzati.

## 2.1 La radiazione solare.

La fonte primaria per il nostro impianto fotovoltaico è il Sole. La nostra stella, grazie alle reazioni termo nucleari che avvengono al suo interno, produce delle radiazioni elettromagnetiche di varie lunghezze d'onda, le quali si propagano nello spazio. Una parte di queste radiazioni colpisce la nostra atmosfera con un irraggiamento medio pari a  $1366\text{W/m}^2$ . Questo valore viene chiamato costante solare ed è riferito al piano perpendicolare con i raggi solari incidenti sull'estremità della atmosfera. L'irraggiamento solare viene definito come l'intensità della radiazione solare incidente su una superficie di area unitaria. Esso varia in funzione delle attività solare e in funzione della distanza Terra-Sole. Nell'attraversare l'atmosfera la radiazione solare subisce fenomeni di riflessione, rifrazione, assorbimento e diffusione. La stratosfera, grazie all'ozono, assorbe i raggi ultravioletti che risulterebbero letali per gli organismi viventi, mentre nella troposfera parte della radiazione infrarosso viene assorbita grazie al vapore acqueo e alla  $\text{CO}_2$ . In conclusione, la radiazione solare che riesce a raggiungere una superficie posta sulla crosta terrestre, ad esempio il pannello fotovoltaico, in una giornata limpida ed al livello del mare è circa  $1.000\text{ W/m}^2$ , pari al 75% della radiazione extraatmosferica ed è data dalla somma di tre contributi distinti:

- La radiazione diretta: è la radiazione che giunge direttamente dal Sole al pannello fotovoltaico senza nessun ostacolo. È in funzione dell'angolo di incidenza dei raggi solari sulla superficie del pannello: il suo valore massimo si ha quando la superficie del pannello fotovoltaico è perpendicolare ai raggi solari.
- La radiazione diffusa: è la radiazione solare che raggiunge la superficie del pannello dopo essere stata riflessa e in parte assorbita dalle molecole di gas sospese in atmosfera. Viene detta anche radiazione indiretta e rappresenta il contributo energetico presente anche nei giorni con cielo coperto. Il suo contributo diventa più significativo con l'aumentare della nuvolosità; nel



periodo invernale con cielo coperto può essere anche maggiore del contributo della radiazione diretta.

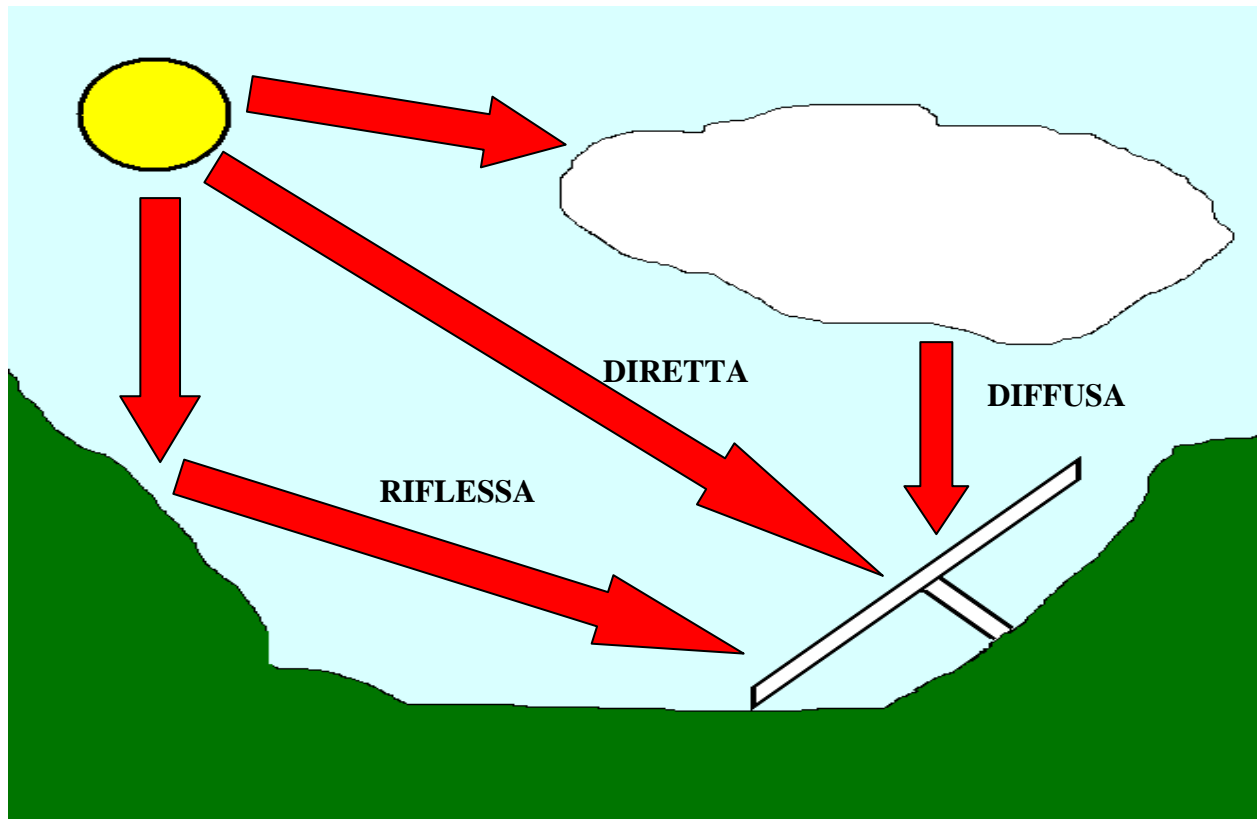
- La radiazione riflessa: Una parte della radiazione che giunge sul suolo terrestre viene riflessa da quest'ultimo rendendosi nuovamente disponibile. I diversi tipi di terreno e di superfici sono caratterizzati in funzione di un parametro detto coefficiente di riflessione o albedo. I valori del coefficiente vanno da 0 a 1. Ad un valore maggiore del coefficiente corrisponde una maggior capacità riflettente del terreno. Le superfici chiare hanno un valore di albedo maggiore rispetto alle superfici scure, quindi in inverno in presenza di neve il contributo dato dalla radiazione riflessa sarà maggiore che in estate con manto erboso scuro. La Tabella 2.1 mostra i vari valori del coefficiente di riflessione rispetto ai vari terreni.

<b>Tipo di superficie</b>	<b>Albedo</b>
Strada sterrata	0.04
Bosco di conifere	0.07
Asfalto invecchiato	0.10
Tetti o terrazzi in bitume e ghiaia	0.13
Suolo (creta, marne, argilla)	0.14
Erba secca	0.20
Pietrisco	0.20
Cemento	0.22
Deserto, spiaggia	0.25
Bosco/campi in autunno	0.26
Erba verde	0.26
Superfici scure di edifici	0.27
Fogli secche	0.30
Superfici chiare di edifici	0.60
Bosco innevato	0.61-0.72
Neve	0.75

**Tabella 2.1 Valori del coefficiente di riflessione per alcuni tipi di terreni**

Come si vede dalla Figura 2.1 la radiazione solare totale che è incidente sul pannello fotovoltaico è la somma tra la radiazione diretta, la radiazione diffusa, la

radiazione riflessa. In una giornata con cielo coperto la radiazione che colpisce il pannello fotovoltaico è pressoché totalmente diffusa; in una giornata serena con clima secco predomina la componente diretta, che può arrivare fino al 90% della radiazione totale.



**Figura 2.1 Radiazione solare incidente sul pannello fotovoltaico**

Per calcolarsi la quantità di radiazione solare che giunge su una superficie inclinata bisogna prima di tutto conoscere il valore della intensità della radiazione solare incidente su una superficie orizzontale posizionata nel luogo dove si vuole posizionare l'impianto. Questo valore è fortemente influenzato dalle variazioni delle condizioni climatiche che hanno un andamento aleatorio: per questo motivo si utilizzano i dati storici dell'irraggiamento solare rilevati nella località prescelta. I dati storici disponibili forniscono i valori della radiazione globale giornalieri (media mensile) su superficie orizzontale e sono relativi a medie di 5-10 anni. Per nostra fortuna possono essere reperiti consultando le norme UNI10349, l'atlante

solare europeo, la raccolta dati ENEA che è disponibile anche on-line al sito [www.solaritaly.enea.it](http://www.solaritaly.enea.it). La Tabella 2.2 mostra la radiazione incidente giornaliera media mensile sul piano orizzontale nella località di Cesena: questi valori sono stati presi dal sito dell' ENEA.

Mese	Radiazione solare globale media mensile giornaliera su superficie orizzontale KWh/m <sup>2</sup>
Gennaio	1.54
Febbraio	2.41
Marzo	3.78
Aprile	4.92
Maggio	6.00
Giugno	6.43
Luglio	6.47
Agosto	5.41
Settembre	4.23
Ottobre	2.80
Novembre	1.69
Dicembre	1.17

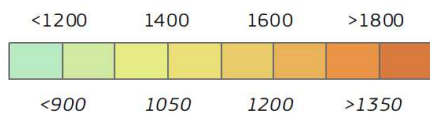
**Tabella 2.2 Radiazione solare globale giornaliera media mensile su superficie orizzontale, località Cesena**

Si può notare dalla tabella come la radiazione solare su superficie orizzontale nei mesi invernali diminuisce, avendo un picco minimo nel mese di Dicembre, mentre nei mesi estivi aumenta avendo un picco massimo nel mese di Luglio. Come si è già detto in questo progetto vogliamo che l'utilizzatore, cioè la pompa, venga utilizzato tutti i giorni da Marzo a Ottobre. In questo periodo il mese con una insolazione minore è Ottobre con una radiazione solare orizzontale pari a 2.80KWh/m<sup>2</sup>: quindi, l'impianto fotovoltaico a isola verrà dimensionato in base alla radiazione solare di questo mese e risulterà sovradimensionato per tutti i restanti mesi. Bisogna ricordarsi che questi dati sono relativi a una radiazione solare su una superficie orizzontale; inoltre questi valori hanno un significato probabilistico, cioè sono un valore atteso non certo. Infine, in Figura 2.2 vi è

rappresentata la radiazione solare sulla superficie orizzontale italiana presa dal sito della commissione Europea dalla fonte: PVGIS © European Union, 2001-2012.



Yearly sum of global irradiation  
[kWh/m<sup>2</sup>]



Projection: LambertAzimutal Equal Area, WGS84, lat 52° lon 10°  
Source of ancillary data: CORINE Land Cover  
DTM SRTM-30  
GISCO database  
Geonames  
Natural Earth

**Figura 2.2 Radiazione globale su superficie orizzontale italiana**

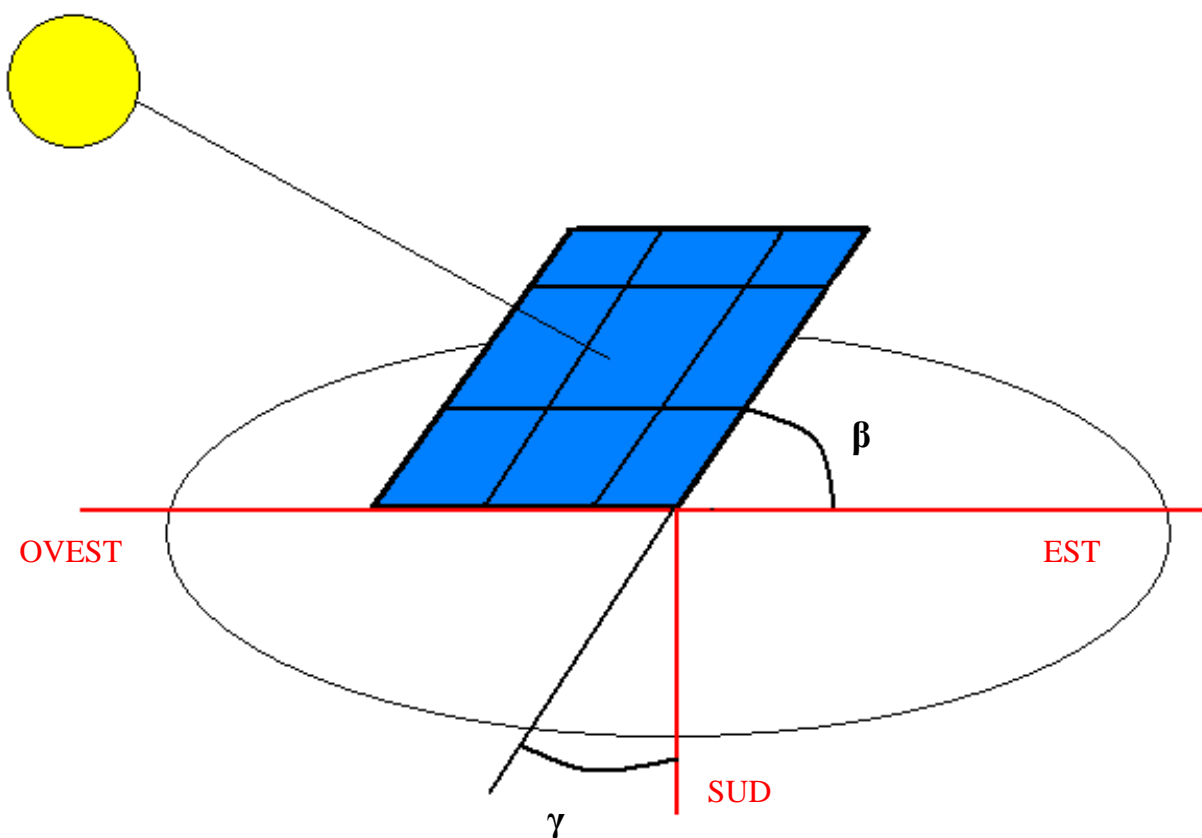
## 2.2 Inclinazione e orientamento dei pannelli fotovoltaici.

Da quanto si è detto finora risulta che la posizione ottimale per il pannello fotovoltaico è quella in cui:

- La superficie del pannello si trovi in posizione perpendicolare rispetto ai raggi solari incidenti su di essa.
- L'orientamento migliore per la superficie del dispositivo è rivolto verso il sud, per l'emisfero boreale, così facendo il pannello sarà esposto al Sole per un numero maggiore di ore.
- L'impianto fotovoltaico sia disposto su una superficie con buona capacità riflettente.

Come accennato qui sopra il massimo rendimento di un pannello fotovoltaico si ha quando i raggi solari che incidono sulla sua superficie sono perpendicolari a essa. In realtà l'incidenza della radiazione solare sulla superficie del pannello varia in funzione della latitudine e rispetto al moto del Sole che varia sia durante il giorno e sia durante l'anno. Se un osservatore dal nostro pianeta guarda il cielo noterà che il percorso della nostra stella (il Sole) nella volta celeste, assume la forma di un arco che varia a seconda della latitudine in cui ci troviamo e varia anche dal periodo dell'anno in cui siamo. Durante il corso dell'anno la durata delle ore di luce e il percorso del sole nel cielo variano. Nel nostro emisfero, quello boreale, la giornata in cui le ore di luce sono massime viene detta solstizio d'estate (21 Giugno). In questa giornata i raggi del sole alle ore 12 si trovano perpendicolari sul tropico del Cancro: per noi che ci troviamo più a nord del tropico, in codesto giorno l'arco che il Sole traccia nel cielo, raggiunge la sua l'altezza massima. Viceversa il caso opposto si verifica nel giorno del solstizio d'inverno (21 Dicembre); in questa data il Sole traccia nel cielo un arco con l'altezza più bassa dell'anno e le ore di luce sono le minime, mentre nelle giornate degli equinozi di primavera (21 Marzo) e di autunno (21 Settembre), l'altezza dell'arco è intermedia tra il massimo e il minimo e la durata delle ore di luce è pari alla durata delle ore di buio (nell'ipotesi di considerare solo la radiazione diretta). In pratica, durante l'anno l'angolo con cui i raggi solari raggiungono la crosta terrestre varia; pertanto se si fissano i pannelli fotovoltaici

bisogna fissarli con un angolo di inclinazione  $\beta$  ottimale (vedi immagine 2.3), che sia mediato tenendo in considerazione il percorso del sole durante l'anno, o che consenta ottenere il massimo della radiazione nei periodi dell'anno meno fortunati, in modo da equalizzare l'erogazione di energia nel corso delle stagioni. Questo angolo è compreso tra il pannello e il piano orizzontale e consente ai raggi del sole di essere il più possibile perpendicolari alla superficie del pannello: tale angolo è detto angolo di tilt. Un buon valore di questo angolo è pari alla latitudine del sito di installazione dei moduli sottratta di circa 10 gradi.



**Figura 2.3 Inclinazione e orientamento di un pannello fotovoltaico**

Per quanto riguarda l'orientamento, il pannello fotovoltaico andrebbe fissato con la superficie rivolta verso il Sud: questo permette di avere una radiazione solare incidente sulla superficie del pannello mediamente maggiore nel corso dell'intera giornata. Buoni valori si hanno anche con pannelli rivolti verso Sud-Est o Sud-Ovest, con un scostamento rispetto al Sud di  $45^\circ$ . L'angolo che determina lo

scostamento nei confronti dell'orientamento ottimale del Sud, viene detto angolo di Azimut  $\gamma$ . I valori positivi di quest'angolo indicano un orientamento dei moduli verso Ovest: viceversa, i valori negativi indicano uno scostamento verso Est; con valore zero il pannello è rivolto perfettamente verso Sud.

Per nostra fortuna la variazione dell'energia incidente sulla superficie del modulo, a seconda di come il pannello fotovoltaico sia inclinato o quale sia il suo orientamento, sono espresse da un fattore correttivo (detto fattore correttivo di inclinazione e di orientamento  $F_{IO}$ ) il cui valore per il Nord Italia è espresso qui di seguito dalla Tabella 2.3.

<b>ORIENTAMENTO</b> Gradi di scostamento dal Sud	<b>0°</b>	<b>±15°</b>	<b>±30°</b>	<b>±45°</b>	<b>±90°</b>
<b>INCLINAZIONE</b> Gradi rispetto il piano orizzontale					
<b>0°</b>	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
<b>10°</b>	1.07	1.06	1.06	1.04	0.99
<b>15°</b>	1.09	1.09	1.07	1.06	0.98
<b>20°</b>	1.11	1.10	1.09	1.07	0.96
<b>30°</b>	1.13	1.12	1.10	1.07	0.93
<b>40°</b>	1.12	1.11	1.09	1.05	0.89
<b>50°</b>	1.09	1.08	1.05	1.02	0.83
<b>60°</b>	1.03	0.99	0.96	0.93	0.77
<b>70°</b>	0.95	0.95	0.93	0.89	0.71
<b>90°</b>	0.74	0.74	0.73	0.72	0.57

**Tabella 2.3 Fattore correttivo di inclinazione e orientamento per una latitudine di 44°N**

Dalla tabella risulta evidente che il miglior valore di questo fattore si ha con un inclinazione di 30 gradi e un orientamento dei pannelli rivolto a Sud. Come si vede dalla seguente formula 2.1 se si moltiplicano i valori presi dalla Tabella 2.2, in cui venivano mostrati i dati della radiazione incidente giornaliera media mensile sul piano orizzontale nella località di Cesena, per il fattore correttivo di

inclinazione e orientamento si ottiene la radiazione incidente giornaliera media mensile sul piano dei moduli fotovoltaici.

$$I_p = I \times F_{IO} \quad (2.1)$$

dove  $I$  è il valore della radiazione incidente giornaliera media mensile. In particolare, per questa tesi si tratta del valore del mese di Ottobre. In questo progetto si considerano pannelli fotovoltaici che sono posizionati su un terreno esente da pendenza con un angolo di inclinazione di  $30^\circ$  e l'orientamento verso il Sud è possibile senza nessun tipo di problema. Quindi si assume il valore migliore del fattore di inclinazione e orientamento.

## 2.3 Perdite per ombreggiamento.

Dopo che si sono trovati i valori della radiazione solare nella località scelta a seconda di come sono inclinati e orientati i pannelli fotovoltaici, il passo successivo è quello di valutare quale influenza può avere l'ambiente del sito di installazione sul rendimento del sistema. La presenza di alberi, edifici vicini, comignoli, possono essere causa di ombreggianti sul campo fotovoltaico. In caso di ombreggiamento una cella fotovoltaica smette di funzionare e si comporta come un carico passivo. Tale cella si comporta come un diodo che blocca la corrente prodotta dalle celle adiacenti con il conseguente degrado del funzionamento del modulo fotovoltaico e la conseguente riduzione dell'energia prodotta. Lo stesso discorso si può fare per le stringhe dei moduli. Per evitare questo problema vengono aggiunti dei diodi di by-pass che cortocircuitano la parte di modulo in ombra. Per sapere l'entità della perdita causati dagli effetti degli ombreggianti, il progettista tratterà il diagramma delle ombre.

Per evitare calcoli e per semplificarci un po' la vita, in questa tesi non ci sarà nessun tipo di ombreggiante che influenza il rendimento del pannello fotovoltaico.



## 2.4 Generatore fotovoltaico.

Prima di andare a vedere in dettaglio le caratteristiche del pannello fotovoltaico usato in questo progetto, vorrei brevemente descrivere il funzionamento di una cella fotovoltaica, presentandone il circuito equivalente, le varie tecnologie utilizzate per la costruzione di un pannello fotovoltaico e, infine, introdurre il concetto di potenza nominale di picco.

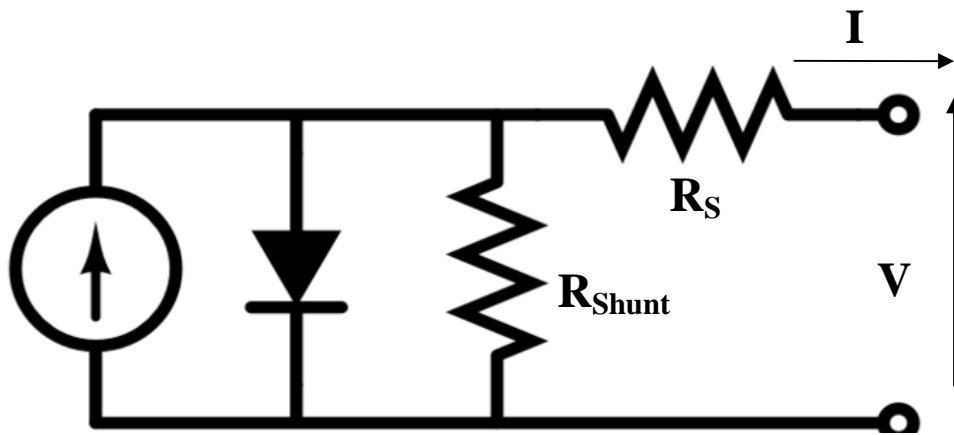
### 2.4.1 Cella fotovoltaica.

La cella fotovoltaica è il componente elementare del pannello fotovoltaico in cui avviene la conversione da energia solare (onda elettromagnetica) a energia elettrica per mezzo del cosiddetto effetto fotovoltaico. La cella è costituita da uno strato di semiconduttore, tipicamente silicio, opportunamente drogato. Quando la cella è esposta alla luce, per effetto fotovoltaico, produce una corrente elettrica. Maggiore è la superficie, tanto più elevata è la corrente elettrica. Dal 100% di energia solare incidente sulla superficie della cella, si devono sottrarre le seguenti perdite:

- Perdite dovute a fotoni con lunghezza d'onda corta, ovvero con energia in eccesso. L'eccesso di energia dei fotoni non genera corrente ma viene dissipato in calore.
- Perdite dovute a fotoni con lunghezza d'onda elevata, ovvero con insufficiente energia per generare una coppia elettrone-lacuna.
- Perdite dovute alla differenza di potenziale elettrico nella cella ai capi della regione attiva.
- Perdite dovute alla ricombinazione dei portatori di carica.
- Perdite di riflessione e ombreggiamento dei contatti frontali.
- Perdite conseguenti alla presenza di resistenza in serie.

Quello che rimane di questa energia e che diventa energia elettrica utilizzabile, non supera il 20% per i prodotti tuttora in commercio e varia in funzione del materiale utilizzato per formare la cella. In commercio si trovano moduli fotovoltaici composti da numerose celle. Più moduli collegati elettricamente

insieme formano un pannello. Le celle che costituiscono un modulo sono assemblate in modo tale da: isolare elettricamente le celle dall'esterno, proteggere le celle dagli agenti atmosferici, resistere agli sbalzi di temperatura e alle abrasioni, smaltire facilmente il calore per evitare cali di produzione elettrica. La cella fotovoltaica quando non viene illuminata si comporta come un diodo semiconduttore. Quando invece viene illuminata può essere considerata come un generatore di corrente con in parallelo un diodo e può essere rappresentata dal circuito equivalente come si vede nella Figura 2.4. La resistenza  $R_S$  rappresenta le perdite dovute alla resistenza del materiale semiconduttore, alle resistenze di contatto. La resistenza  $R_{Shunt}$  rappresenta le perdite che tendono a cortocircuitare la giunzione a causa delle impurità presenti. In una cella ideale  $R_S$  è molto piccola,  $R_{Shunt}$  è molto grande.



**Figura 2.4** Circuito equivalente cella fotovoltaica

L'efficienza di conversione di una cella reale risente molto della variazione della resistenza  $R_S$ . Il diodo rappresenta la giunzione. Il generatore di corrente è l'elemento che eroga potenza elettrica: vi sarà tanta più corrente quanto maggiore è l'intensità luminosa che incide sulla superficie della cella in grado di generare coppie elettrone-lacuna.

## 2.4.2 Potenza nominale di picco.

La potenza di una cella fotovoltaica cambia al variare della radiazione incidente sulla sua superficie e della sua temperatura. Con lo scopo di poter effettuare dei confronti significativi tra le diverse celle sono state definite delle condizioni standard di riferimento che sono:

- Irraggiamento perpendicolare ai pannelli pari a  $1000\text{W/m}^2$ .
- Temperatura di cella pari a  $25^\circ\text{C}$ .
- Spettro solare riferito ad una massa d'aria pari a 1.5 volte la massa d'aria che la radiazione dovrebbe attraversare quando il sole è allo zenit per raggiungere il livello del mare.

La potenza che il sistema è in grado di erogare in condizioni standard è detta potenza di picco kWp.

## 2.4.3 Tipologia dei pannelli fotovoltaici.

In commercio esistono svariate tecnologie per realizzare una cella fotovoltaica, ma la più comune è quella che utilizza come semiconduttore il silicio. Il motivo di questa ampia diffusione è dovuto alla grande disponibilità di silicio sul nostro pianeta e allo sviluppo del campo dell'elettronica che utilizza già ampiamente questo semiconduttore e permette economie di scala. La Tabella 2.4 mostra le varie tecnologie con i loro rendimenti.

Tipologia cella	Rendimento cella
Silicio monocristallino	14-17%
Silicio policristallino	12-14%
Silicio amorfo	4-6% singolo 7-10% tandem
CdTeS (telluro di cadmio- solfuro di cadmio)	11%
GaAs (arseniuro di gallio)	32%
CIS, CIGS, CIGSS (leghe a base di diseleniuro doppio di rame e iridio)	12%

Tabella 2.4 Rendimento delle varie categorie di celle.

Le prime due tecnologie riportate nella tabella formano il gruppo dei pannelli in silicio cristallino. In questo progetto verranno utilizzati dei pannelli fotovoltaici con celle aventi tecnologia in silicio monocristallino. La scelta è ricaduta su questa tecnologia perché il suo rendimento è tra i più alti delle tecnologie in commercio a prezzi abbordabili. Oltre questa caratteristica i pannelli in silicio monocristallino hanno una durata elevata e mantengono le loro caratteristiche nel tempo, ovvero si tratta di una tecnologia molto affidabile. I moduli in silicio sono riciclabili ed è possibile recuperare oltre lo 80% del pannello così da generare minor impatto ambientale.

## 2.5 Pannello fotovoltaico CS6C-145M.

Come si è detto nel capitolo precedente la scelta del pannello fotovoltaico è caduta su pannelli con cella fotovoltaica di tipologia monocristallina, perché una delle loro caratteristica principale è che il loro rendimento risulta essere maggiore rispetto le altre tecnologie in commercio per unità di costo.

Un'ulteriore specifica preliminare era quella di avere un pannello che fornisse in uscita una tensione di circa 12V per caricare accumulatori con la stessa tensione. Cercavo pannelli con questa caratteristica perché se in un futuro, si volesse ampliare il progetto, utilizzando apparecchiature alimentate a 12V, lo si potrà fare molto agevolmente. La ricerca di un pannello che avesse le caratteristiche desiderate mi ha portato in un sito dove si confrontavano diversi pannelli solari: tra questi notai quello in Figura 2.5 che, tra tutti, era quello che

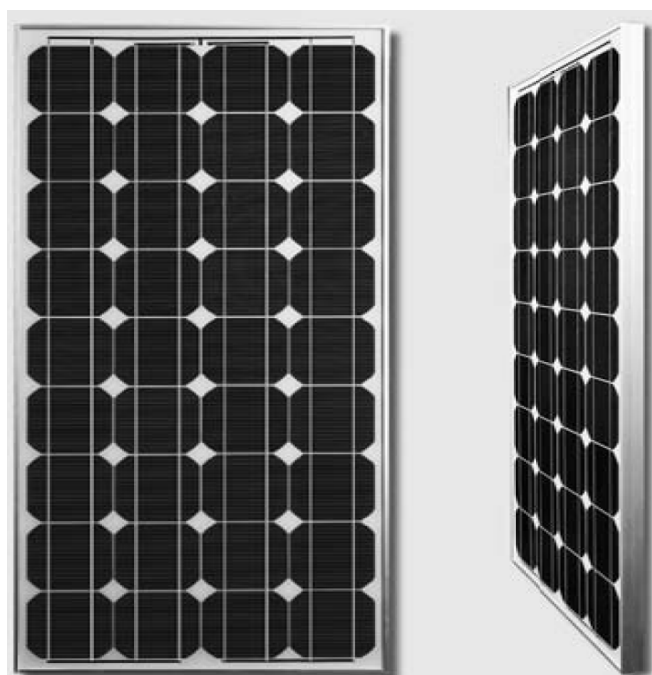
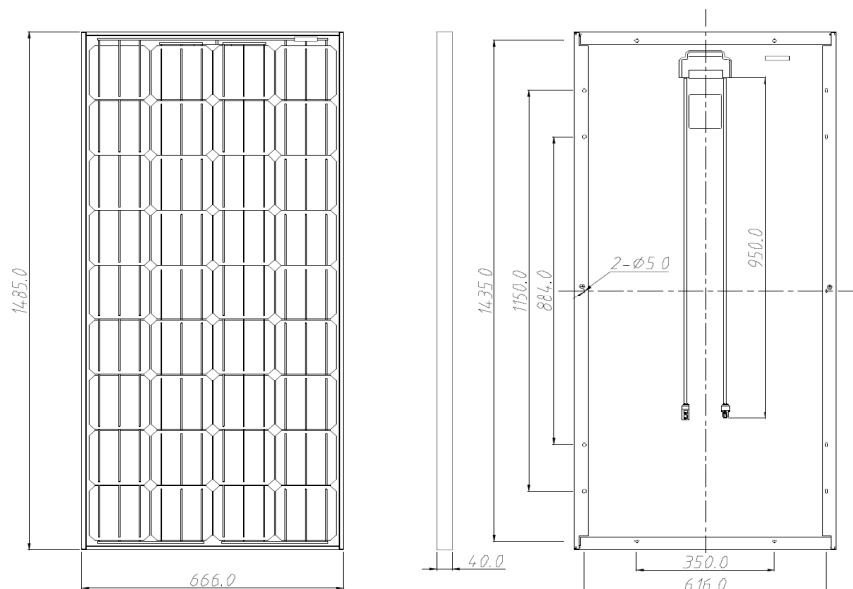


Figura 2.5 Pannello fotovoltaico CSC-145M.

presentava un potenza maggiore in  $W_p$  e in uscita forniva una tensione di circa 12V. Il pannello fotovoltaico CS6C-145M è un pannello prodotto dalla Canadian Solar uno dei maggiori produttori di pannelli solari. Questo pannello è formato da 36 celle fotovoltaiche e può essere utilizzato sia per impianti connessi alla rete elettrica e sia per impianti ad isola. Il suo design e le tecniche di produzione, così dichiara il produttore, garantiscono un'alta resa e il mantenimento delle sue performance nel tempo. In più il costruttore garantisce che per 25 anni la potenza elettrica in uscita dal modulo fotovoltaico non varierà al di sotto del limite dichiarato. La qualità del pannello è stata certificata dalle principali normative ISO e, notizia del mese di settembre 2012 diffusa da più siti web, i pannelli fabbricati dalla Canadian Solar superano i test dell'ammoniaca, test fatti per pannelli posizionati in campi rurali con vicino delle stalle. La Tabella 2.5 e la Figura 2.6 riportate qui sotto mostrano le caratteristiche meccaniche del pannello.

<b>Dimensioni</b>	1485*666*40mm
<b>Peso</b>	12Kg
<b>Rivestimento frontale</b>	Vetro temperato
<b>Telaio</b>	Lega di alluminio



**Figura 2.6 Dimensioni del pannello solare CS6C-145M.**

Le specifiche elettriche vengono illustrate dalla Tabella 2.6 riportata qui sotto.

<b>Tipologia cella</b>	Monocristallina
<b>Numero di celle</b>	36 (4*9)
<b>Massima potenza nominale sotto le condizioni standard (Pm)</b>	145Wp
<b>Tensione d'esercizio ottimale (Vmp)</b>	18.1V
<b>Corrente d'esercizio ottimale (Imp)</b>	8.01A
<b>Tensione circuito aperto (Voc)</b>	22.4V
<b>Corrente di cortocircuito (Isc)</b>	8.52°
<b>Temperatura di funzionamento</b>	Da -40°C a +85°C
<b>Tensione massima del sistema</b>	1000V
<b>Valore nominale massimo del fusibile di serie</b>	15A
<b>Tolleranza potenza</b>	+3.4%
<b>Coefficiente di temperatura della potenza Pm</b>	-0.45% / °C
<b>Coefficiente di temperatura della tensione di circuito aperto Voc</b>	-0.35% / °C
<b>Coefficiente di temperatura della corrente di cortocircuito Isc</b>	0.06% / °C
<b>Temperatura nominale di lavoro della cella NOCT</b>	45°C

**Tabella 2.6 Dati elettrici del pannello fotovoltaico CS6C-145M.**

Ricordo che le condizioni standard sono:

- irraggiamento 1000W/m<sup>2</sup>
- temperatura della cella 25°C,
- massa d'aria 1.5.

Nella Tabella 2.6 il dato della tensione massima del sistema è riferito alla massima tensione che può avere il sistema formato da più pannelli in serie.

Per calcolarsi l'efficienza di questo pannello, bisogna utilizzare la seguente espressione:

$$\eta_P = \frac{P_m}{1000(W/m^2) \times A_p(m^2)} \quad (2.2)$$
$$= \frac{145W}{1000W/m^2 \times 0.98901m^2} = 0.1466$$

dove  $P_m$  è la potenza nominale del pannello sotto le condizioni standard, mentre  $A_p$  è l'area della superficie del pannello espressa in metri quadri. Svolgendo i calcoli, l'efficienza risulta essere pari al 14,66%.

I principali parametri che influenzano il rendimento o la resa di un pannello solare sono:

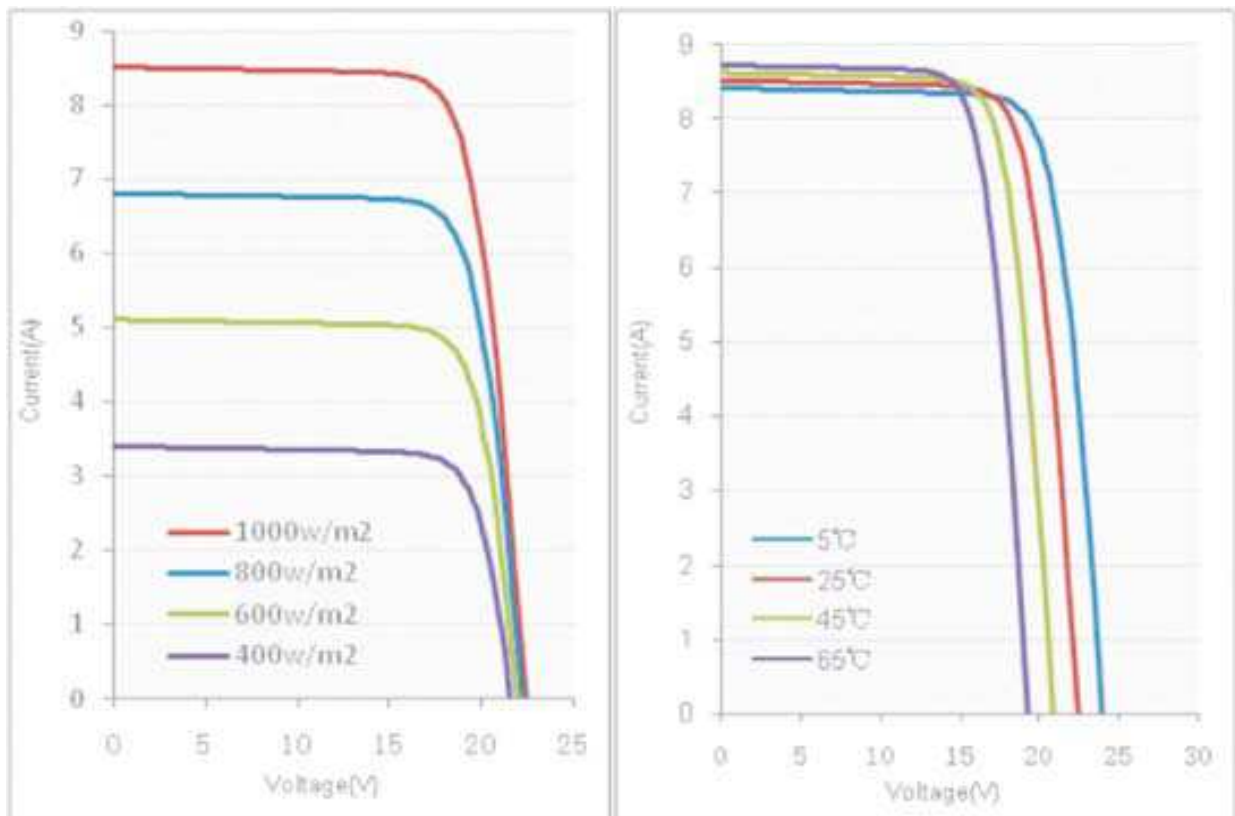
- l'irraggiamento incidente sulla sua superficie.
- la temperatura dei moduli.
- l'ombreggiamento.

Per quanto riguarda l'ombreggiamento, in questo progetto supponiamo che non ci sia nessuna fonte di ombreggiamento.

Dell'irraggiamento incidente sulla superficie abbiamo già parlato (orientamento e inclinazione dei pannelli, variazione della radiazione solare durante l'anno, ecc), ma c'è da dire che al diminuire dell'irraggiamento incidente sulla superficie del pannello fotovoltaico, diminuisce proporzionalmente la corrente elettrica prodotta dal pannello, mentre la tensione a vuoto (tensione circuito aperto) varia in modo pressoché trascurabile al variare dell'intensità luminosa incidente.

Diversamente, se la temperatura dei moduli aumenta la corrente rimane pressoché invariata quando la radiazione incidente non cambia: quello che varia è la tensione prodotta dal pannello fotovoltaico la quale, diminuendo, riduce la potenza elettrica estraibile dal pannello a parità di corrente (flusso luminoso). Per diminuire l'effetto che ha la temperatura sul rendimento del pannello, il costruttore raccomanda di avere, tra il telaio del pannello e la superficie dove appoggia, uno spazio libero così da permettere una buona ventilazione che consenta di raffreddare il modulo fotovoltaico.

Nella Figura 2.7 viene riportata la curva caratteristica tensione-corrente, presa dal manuale del pannello fotovoltaico. L'immagine a sinistra rappresenta la curva tensione-corrente al variare dell'irraggiamento solare, mentre quella a destra rappresenta la stessa curva al variare della temperatura.



**Figura 2.7** Curva caratteristica tensione-corrente al variare della irraggiamento solare e al variare della temperatura

Per estrarre la massima potenza dal pannello è necessario massimizzare il prodotto tensione corrente ai capi del modulo fotovoltaico, ovvero massimizzare l'area del rettangolo in cui uno dei due vertici è l'origine degli assi e l'altro percorre una curva del tipo di quelle rappresentate in Figura 2.7. Il punto che dà luogo alla massima area è quello denominato Maximum Power Point ed è dunque funzione sia della intensità luminosa che della temperatura (oltre che, ovviamente, del modulo fotovoltaico).



# Capitolo 3

## Dimensionamento dell'impianto fotovoltaico rurale.

Dopo aver discusso di ciò che produce energia elettrica (il pannello fotovoltaico) e di ciò che la consuma (la pompa) è arrivato il momento di dimensionare l'impianto fotovoltaico a isola. In questo capitolo le parti dell'impianto che verranno dimensionate, secondo il principio del bilanciamento energetico sono il campo fotovoltaico e il sistema di accumulo. Esse rappresentano le parti principali dell'impianto fotovoltaico e, una volta fissate, determinano automaticamente le dimensioni del resto dei componenti. Il campo fotovoltaico verrà dimensionato in modo che l'energia elettrica prodotta da esso sia almeno uguale all'energia consumata dall'utilizzatore ( $E_P \geq E_C$ ) nell'ipotesi peggiore. Prima di andare a dimensionare l'impianto riepiloghiamo i dati importanti detti e ottenuti fin ad ora.

Per quanto riguarda l'utilizzatore sono:

- Nel caso di condizione meteorologica di bel tempo la pompa deve funzionare tutti i giorni nel periodo che va da Marzo fino a Ottobre.
- Nel caso di brutto tempo (pioggia, neve, nebbia , grandine, ecc) la pompa non viene utilizzata.
- In caso di bel tempo la pompa funziona per 1h al giorno e l'irrigazione avviene nel tardo pomeriggio.
- Il campo da irrigare, dove si trova il pozzo da cui la pompa attinge, si trova nelle vicinanze di Cesena (latitudine 44°8'0" N, longitudine 12°14'0" E).

Per quanto riguarda il pannello fotovoltaico i dati sono:

- Dalla tabella 2.2, presente nel capitolo precedente, si può consultare la radiazione incidente giornaliera media mensile sul piano orizzontale nella località di Cesena.
- Il pannello ha un angolo di inclinazione pari  $30^\circ$  e il suo orientamento è rivolto verso Sud: quindi il fattore correttivo di inclinazione e di orientamento ( $F_{IO}$ ), preso dalla tabella 2.3, avrà un valore pari a 1.13.
- Non vi è la presenza di ombreggianti e di fattori che limitano l'esposizione dei pannelli.
- Il pannello scelto è di tipologia monocristallina ed ha un rendimento pari al 14,66%. Tutti i dati elettrici e meccanici si trovano nelle tabelle 2.5 e 2.6.

Dopo avere riportato i dati ottenuti fino a questo momento affronteremo questo dimensionamento passo per passo.

1) Il primo passo da fare è quello di calcolarsi il fabbisogno energetico giornaliero. L'impianto fotovoltaico va sempre dimensionato in funzione dell'utenza e del suo consumo. Dalla Tabella 1.1 che mostra i dati tecnici e il consumo della pompa ci ricaviamo che il valore della energia dissipata in un giorno dalla pompa, risulta essere:

$$E_C = 600 \text{ [Wh]}$$

2) Il secondo passo è quello di consultare la raccolta dati dell'ENEA o l'atlante europeo, alla ricerca del valore della radiazione solare incidente su una superficie posizionata sul piano orizzontale. Come abbiamo già accennato la pompa deve funzionare, in caso di bel tempo, tutti i giorni da Marzo fino a Ottobre. Se si osserva la Tabella 2.2, che riporta la radiazione incidente giornaliera media mensile sul piano orizzontale nella località di Cesena, nel lasso di tempo che va da Marzo fino a Ottobre il mese che ha un radiazione solare minore è Ottobre. L'impianto fotovoltaico verrà dimensionato con questo valore di radiazione solare e risulterà sovradimensionato per gli altri mesi del periodo. Bisogna sempre ricordarsi che il valore della radiazione è un dato probabilistico e non certo.

3) Dopo aver appreso il valore della radiazione solare nel mese più sfavorevole del nostro periodo, bisogna moltiplicare quel valore con il fattore correttivo di inclinazione e di orientamento  $F_{IO}$ . Utilizzando l'espressione 2.1 la radiazione incidente sul piano dei moduli fotovoltaici sarà:

$$I_P = I_{(Ott)} \times F_{IO} = 2.80 \times 1.13 = 3.164 \text{ [KWh/m}^2\text{]}$$

4) Il quarto punto consiste nel calcolare l'efficienza totale dell'intero sistema. Con l'espressione 2.1 ci siamo già ricavati l'efficienza del singolo pannello fotovoltaico. Rimane da calcolare l'efficienza del resto del sistema, ovvero di tutto ciò che è a valle dei pannelli. Questa parte dell'impianto che comprende il regolatore di carica, la batteria, l'inverter e tutta la cassetteria viene anche detta BOS (Balance of System). Normalmente l'efficienza del BOS di un sistema fotovoltaico raggiunge valori compresi tra il 75% fino al 85%. Siccome in questo progetto non ho la possibilità di effettuare test pratici ipotizzerò l'efficienza del BOS pari allo 80%. L'efficienza totale del sistema è data dal prodotto tra l'efficienza dei moduli e l'efficienza del BOS.

$$\eta_{TOT} = \eta_P \times \eta_{BOS} \quad (3.1)$$

$$\eta_{TOT} = 0.1466 \times 0.8 = 0.1173$$

5) Arrivati a questo punto ci sono vari modi per proseguire, che alla fine dei conti riportano sempre lo stesso risultato. Tra questi procedimenti che calcolano il numero di pannelli fotovoltaici da utilizzare preferisco quello in cui prima si calcola l'energia prodotta dal pannello fotovoltaico come illustra la seguente formula:

$$E_P = I_P \times \eta_P \times A_P \quad (3.2)$$

$$E_P = 3164 \times 0.1466 \times 0.989 = 458.74 \text{ [Wh]}$$

dove  $E_P$  risulta essere l'energia prodotta in un giorno da un singolo pannello,  $I_P$  è la radiazione incidente sulla superficie dei moduli nel mese di Ottobre con gli

angoli di orientamento e inclinazioni ottimali,  $\eta_P$  è l'efficienza del pannello e  $A_P$  è l'area della superficie di un singolo pannello fotovoltaico.

6) Il prossimo passo sta nell'eguagliare l'energia prodotta dal sistema con l'energia dissipata dalla pompa, come mostra la seguente formula:

$$E_P \times \eta_{BOS} = E_C \quad (3.3)$$

dove  $\eta_{BOS}$  è l'efficienza del BOS. Rigirando questa formula ci ricaviamo l'area dei pannelli fotovoltaici minima indispensabile per il funzionamento dell'impianto.

$$A_{P_{min}} = \frac{E_C}{I_P \times \eta_P \times \eta_{BOS}}$$

$$A_{P_{min}} = \frac{600}{3164 \times 0.1466 \times 0.8} = 1.61 \text{ [m}^2\text{]}$$

7) Ultimo passo per quanto riguarda il dimensionamento del campo fotovoltaico è quello di calcolarsi la quantità di pannelli con la seguente formula:

$$N_P = \frac{A_{P_{min}}}{A_P} \quad (3.4)$$

$$N_P = \frac{1.61}{0.989} = 1.63 \text{ Approssimo a 2 pannelli}$$

dove  $N_P$  è il numero di pannelli da utilizzare,  $A_{P_{min}}$  è l'area minima indispensabile di cui ha bisogno l'impianto fotovoltaico e  $A_P$  è l'area di singolo pannello. Lo svolgimento di questa equazione riporta un risultato con la virgola, che approssimeremo all'intero superiore, così l'impianto risulterà sovra dimensionato.

In conclusione, in questo impianto per alimentare la pompa serie Optima dovrò utilizzare 2 pannelli fotovoltaici CS6C-145M.

8) Infine l'ultimo punto sta nel dimensionare gli accumulatori: si tratta di un dimensionamento molto critico e difficile. Siccome la pompa non deve funzionare in caso di mal tempo non mi interessa dimensionare l'accumulatore in modo che abbia un'autonomia di più giorni consecutivi. Quello che in realtà mi interessa è dimensionare la batteria per un singolo giorno in modo da utilizzare la pompa nel tardo pomeriggio anche in condizione di insolazione sfavorevoli durante il giorno. In sostanza, se è stata una bella giornata, la batteria deve riuscire ad accumulare l'energia elettrica prodotta dal campo fotovoltaico e fornirla quando l'utilizzatore ne ha bisogno, anche in condizione di assenza di irradiazione (ore notturne). Se invece c'è stato brutto tempo non mi interessa che la pompa sia in funzione. La capacità del dispositivo di accumulo  $C_{ah}$  risulterà essere:

$$C_{ah} = \frac{E_C}{V_B \times \eta_I} \quad (3.5)$$

$$C_{ah} = \frac{600}{12 \times 0.93} = 53.76 \text{ [Ah]}$$

dove  $E_C$  è l'energia dissipata dalla pompa,  $V_B$  è la tensione nominale della batteria e  $\eta_I$  è l'efficienza dell'inverter. Il risultato che abbiamo ottenuto è il valore di capacità minimo giornaliero della batteria. Se prendessimo una batteria con una capacità uguale a quella appena ottenuta, dopo aver utilizzato la pompa ci troveremo con una batteria totalmente scarica. La totale scarica della batteria non fa bene alla batteria. Per garantire la durata della batteria, la scarica massima consentita è fino allo 80% della capacità nominale. Minore, sarà la profondità di scarica, espressa in percentuale della capacità nominale più il numero di cicli effettuati da una batteria sarà maggiore (maggiore vita della batteria). Quindi, il valore ottenuto andrà sovradimensionato a 65-70 Ah, se si vuole tener conto di questo effetto.

Un'altra problematica da affrontare è quella che la capacità ottenuta viene esaurita in una sola ora di utilizzo della pompa, quindi la batteria deve fornire una corrente di 53.76A in un ora di tempo. In seguito discuterò nel dettaglio l'argomento dell'accumulatore proponendo varie tipologie di batterie.

Concludendo, quello che risulta da questo dimensionamento è che l'impianto per sostenere l'energia dissipata dalla pompa sarà formato da due pannelli solari e che la batteria dovrà avere una capacità minima di 65-70Ah. I pannelli solari saranno collegati in parallelo in modo da avere in uscita un aumento della corrente disponibile, mantenendo inalterata la tensione nominale. Il seguente collegamento risulta essere efficiente se i pannelli sono vicini tra loro e orientati tutti nello stesso modo e se non vi è presenza di ombreggianti. Ricordando che i moduli fotovoltaici in serie sono collegati utilizzando anche dei diodi di by pass integrati nel pannello per evitare danni causati dall'ombreggiamento.

Una domanda sorge spontanea: "Ma nel periodo che va da Novembre a Febbraio è possibile l'utilizzo della pompa?"

La risposta è sì a condizione che: o si riduca il tempo giornaliero di utilizzo della pompa o l'utilizzo della pompa non venga effettuato tutti i giorni. La Tabella 3.1 sottostante riassume i valori che otterrebbe l'impianto nel periodo da Novembre a Febbraio.

<b>Mese</b>	<b>Tempo di utilizzo della pompa se la si vuole utilizzare tutti i giorni</b>	<b>Giorni di attesa prima di riadoperare la pompa se il tempo di utilizzo è di un ora al giorno</b>	<b>Energia giornaliera prodotta dall'impianto</b>
Novembre	Meno di 39 minuti	1	392 Wh
Dicembre	Meno di 27 minuti	2	271 Wh
Gennaio	Meno di 35 minuti	1	357 Wh
Febbraio	Meno di 55 minuti	1	559 Wh

**Tabella 3.1 Utilizzo della pompa nel periodo che va da Novembre a Febbraio**

## 3.1 Accumulatore.

Questo argomento è uno dei più critici e difficili per l'analisi progettuale di un impianto fotovoltaico a isola. L'accumulatore in un impianto fotovoltaico standalone ha il compito di immagazzinare l'energia prodotta dal campo fotovoltaico (durante le ore di luce) e renderla disponibile quando l'utilizzatore ne fa richiesta (magari quando la radiazione solare scarseggia). La batteria è l'elemento dell'impianto con minor longevità (6-8 anni); questo fa sì che risulti anche essere l'elemento il cui costo impatti maggiormente nell'economia dell'impianto. Inoltre questo componente necessita di manutenzione. È buona cosa, quando è possibile, collocare le batterie in locali esenti da umidità, polveri e fumi nocivi ed è preferibile avere anche un impianto di areazione. Le caratteristiche e il funzionamento dell'accumulatore varia a seconda della chimica che governa il processo di accumulo dell'energia. Le tipologie di batterie ricaricabili che il dispositivo LTC4000-1 (il regolatore di carica) riesce a supportare sono:

- Batterie al piombo: sono comunemente usate negli autoveicoli per alimentare il motorino d'avviamento. Il loro primo vantaggio è il basso costo. Riescono a fornire un'elevata potenza istantanea e possono funzionare a basse temperature. Sono facili da produrre. Hanno una bassa efficienza energetica. Non sono adatte a scariche troppo prolungate a causa del fenomeno della solfatazione. Hanno perdite di capacità dovute a stress meccanici, le dimensioni e il peso ne limitano l'utilizzo in alcune applicazioni.
- Batterie al Nichel-Cadmio (NiCd): sono usate in apparecchiature portatili dell'elettronica di consumo. Hanno una vita molto lunga e sono più difficili da danneggiare. Possono essere caricate e scaricate molto più velocemente delle batterie al piombo, ma sono più costose. Risentono dell'effetto memoria.
- Batterie al Nichel-metallidruro (NiMH): questa tecnologia ha ormai sostituito le batterie al Nichel-Cadmio e rispetto a quest'ultime hanno il vantaggio di avere una maggiore efficienza energetica. Anch'esse vengono

usate in apparecchiature portatili. Sono anche state usate in veicoli ibridi. Risentono di un leggero effetto memoria e quando non utilizzate tendono a scaricarsi più velocemente degli altri tipi.

- Batterie agli ioni di litio (Li-Ion): vengono utilizzate in tutti i dispositivi ad alta tecnologia di ultima generazione. Hanno un'efficienza energetica, numero di cicli di carica e scarica e prestazioni complessive molto maggiori rispetto alle altre batterie descritte, a discapito di costi maggiori. Hanno bisogno di una minima manutenzione. Non soffrono dell'effetto memoria e hanno una bassa corrente di auto-scarica. Il principale svantaggio è rappresentato da un degrado progressivo anche quando non viene utilizzata.
- Batterie al litio-polimero (Li-Poly): sono simili alle batterie agli ioni di litio (infatti, gli utilizzi sono gli stessi). Hanno un'efficienza energetica maggiore, ma il ciclo di vita risulta minore. Uno dei principali vantaggi di queste batterie ricaricabili è che possono assumere qualsiasi forma, fattore molto importante in tecnologie dove gestire lo spazio disponibile è essenziale.
- Batterie al litio-ferro-fosfato ( $\text{LiFePO}_4$ ): sono sempre batterie che usano la chimica del litio. I principali vantaggi rispetto alle altre batterie al litio sono una maggior resistenza termica, una maggior resistenza all'invecchiamento, una bassa corrente di autoscarica, maggior cicli di utilizzo, e la caratteristica che se sottoposte a grossi carichi hanno una ottima stabilità in tensione. In più sono molto più sicure delle precedenti.

In questo progetto, per immagazzinare l'energia prodotta dai pannelli solari verranno proposte tre soluzioni con tre differenti batterie, due al piombo e l'ultima con chimica al litio-ferro-fosfato. Prima di visionarle in dettaglio vorrei discutere di alcuni aspetti fondamentali riguardanti gli accumulatori.

Il primo è che la profondità di scarica di una batteria deve essere al massimo l'80% della sua capacità: oltre a questo limite la batteria si danneggia e risulta molto difficile recuperarla. Questo vale quasi per tutte le batterie. Minor sarà la profondità di scarica, maggiore sarà la vita della batteria.

Per quanto riguarda la carica, nelle batterie al piombo normalmente si effettua con valori di corrente compresi tra il 10% e il 20% della capacità della batteria. In realtà i produttori per qualsiasi tipologia di accumulatori riportano nei datasheet il



massimo valore di corrente con cui si può caricare la batteria. È buona cosa, se si vuole evitare di danneggiare la batteria, non caricare le batterie con valori maggiori di corrente.

Un ultimo aspetto riguarda la capacità e la corrente di scarica delle batterie al piombo. Normalmente la capacità (Ah) di una batteria al piombo è calcolata su un tempo di scarica, questo determina la corrente di scarica che la batteria può fornire in un'ora di tempo. Questa capacità data dai produttori non risulta essere la vera capacità effettiva che la batteria può fornire in un ora. Mi spiego meglio facendo un esempio. Se possiedo una batteria da 100Ah e il costruttore dichiara convenzionalmente che il suo tempo di scarica è di 20h la corrente di scarica in un lasso di tempo di ora risulterà essere di 5A. Se si tiene in considerazione sempre la stessa batteria da 100Ah, è possibile che essa mi fornisca 100A in una sola ora? La risposta è no, perché se si scarica la batteria con un valore di corrente maggiore del valore di corrente di scarica nominale dichiarata dal costruttore, in questo caso erano 5A, la capacità della batteria diminuisce a causa di perdite. Quindi la capacità della batteria risulterà essere molto minore del valore dato dal costruttore. Un' ulteriore esempio è fornito dalla Tabella 3.2 che riporta la capacità della batteria FG2M009 (che in seguito vedremo meglio) a seconda del tempo che ci si impiega a scaricarla.

<b>Tempo di scarica</b>	<b>Capacità (Ah) della Batteria FG2M009</b>
Scarica in 20h	200
Scarica in 10h	188
Scarica in 5h	170
Scarica in 1.5h	141

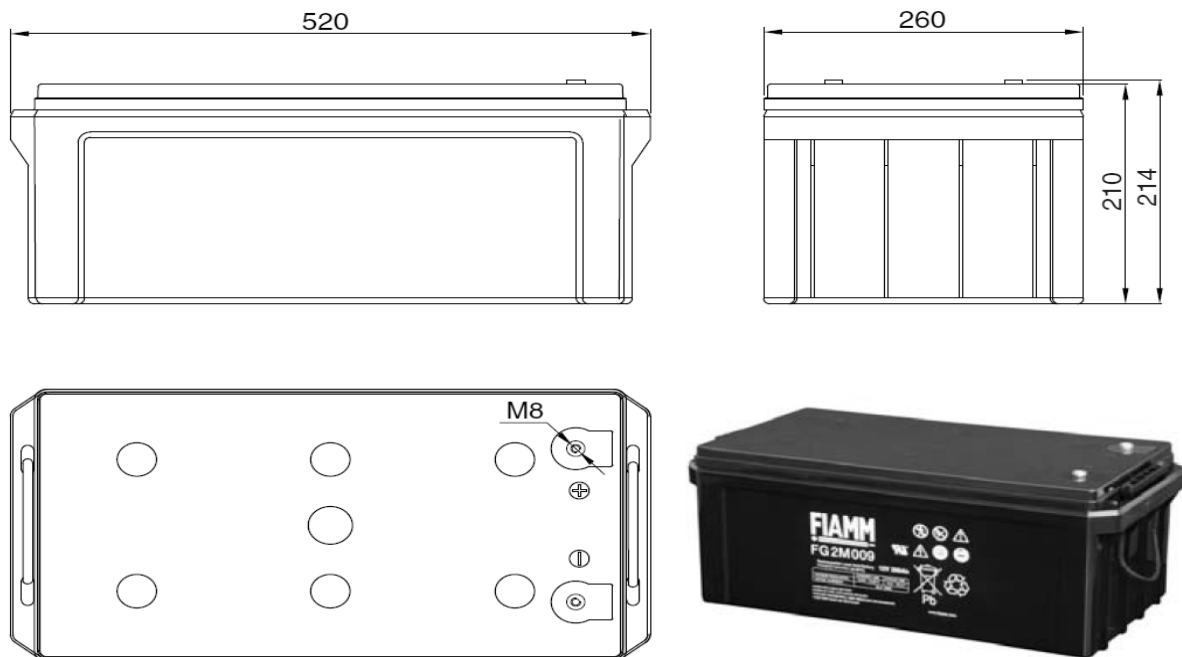
**Tabella 3.2 capacità della batteria FG2M009 in funzione del tempo di scarica**

Come si può notare dalla Tabella 3.2 se il tempo che impiega la batteria a scaricarsi diminuisce (quindi la corrente di scarica della batteria aumenta rispetto alla corrente di scarica nominale), anche la capacità della batteria diminuisce. Se questa batteria la si scarica completamente in 1.5h, la sua capacità risulterà pari a 141Ah, questo vuol dire che si è perso 59Ah dalla capacità nominale data dal costruttore (200Ah). Questo discorso non vale per la batteria al litio-ferro-fosfato

presa in considerazione. Si ricorda che la capacità minima della batteria dimensionata per questo impianto è pari a 53.76Ah e che questo valore viene esaurito in un lasso di tempo di un ora. Dopo avere fatto attenzione alle nozioni riportate qui sopra, propongo le tre differenti batterie che presentano tutte e tre una capacità nominale maggiore della capacità minima dimensionata per questo impianto.

### 3.1.1 Batteria al piombo FG2M009.

Questa batteria fa parte della serie FG prodotta dalla FIAMM, uno dei più grandi produttori in Italia, e nel mondo, di accumulatori al piombo. Si tratta di una batteria al piombo, monoblocco, avente una tensione nominale di 12V con capacità di 200Ah. La Figura 3.1 ci mostra le dimensioni della batteria mentre la Tabella 3.3 ne riporta le caratteristiche principali.



**Figura 3.1 Dimensioni Batteria FG2M009**

<b>Tensione nominale</b>	12V
<b>Capacità nominale</b>	200Ah in un tempo di scarica di 20h a temperatura di 25°C
<b>Tensione di carica float (tensione di carica per uso a tampone)</b>	13.5V-13.8V a 25°C
<b>Tensione di carica Boost (tensione di carica per uso ciclico)</b>	14.4V-15V a 25°C
<b>Compensazione tensione di float/temperatura</b>	-18mV/°C
<b>Massima corrente di carica</b>	50A
<b>Resistenza interna</b>	1.6mΩ nella condizione di piena carica
<b>Peso</b>	68kg
<b>Dimensioni</b>	L*W*H=520mm*260mm*210mm
<b>Temperatura di funzionamento</b>	Da -20°C a 50°C

**Tabella 3.3 Caratteristiche tecniche batteria FG2M009**

Il costruttore dichiara che la batteria pienamente carica se non viene utilizzata può durare fino a sei mesi a temperatura ambiente. Questa batteria è stata progettata per applicazioni generali. La corrente di scarica di cui il nostro utilizzatore necessita è di 53.76A in un ora, mentre la corrente di scarica nominale dichiarata dal costruttore è di 10A in un ora, che risulta essere molto minore della corrente richiesta dalla pompa. Questo fa sì che la capacità della batteria non sia di 200Ah ma sia minore a causa delle perdite. Quindi, l'accumulatore si troverà con un prelievo di energia da parte della pompa e in più avrà una perdita di energia dovuta alla scarica con corrente maggiore di quella nominale. Il nostro campo fotovoltaico riesce a produrre solo l'energia che la pompa dissipa con un minimo overhead del 22% medio dovuto al fatto che ho usato 2 pannelli anziché gli 1.63 strettamente necessari nella media del caso peggiore (di ottobre).

Questa batteria a un costo minore dell'altre batterie proposte.

### 3.1.2 Batteria al piombo SMG 530.

La seconda soluzione che propongo è quella dell'utilizzo delle batterie al piombo-gel SMG530. Anche questa batteria è prodotta dall'azienda FIAMM, fa parte della serie SMG e presenta ai suoi capi una tensione nominale di 2V con una capacità nominale di 530Ah.

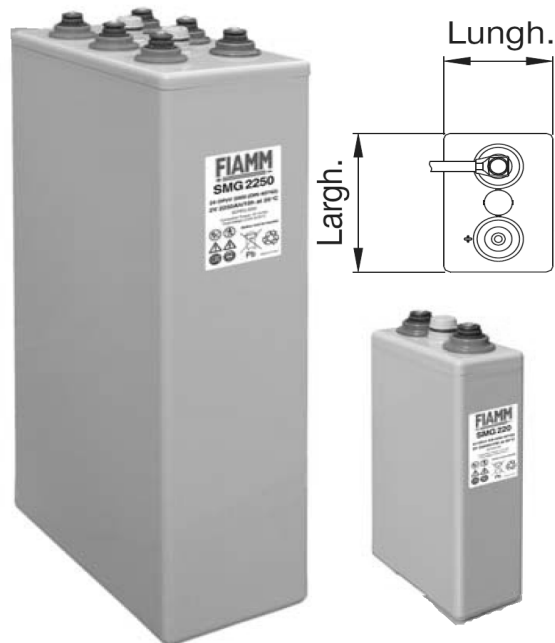
Le caratteristiche principali, dichiarate dal costruttore, sono che la batteria ha eccellenti prestazioni cicliche, anche a temperature elevate: risulta essere idonea a scariche profonde, ha una vita media pari a 18 anni, una minima emanazione di gas, non richiede nessuna manutenzione e nessun rabbocco; l'autoscarica è minore del 2% al mese con temperature di 20°C e questo permette fino a 6 mesi di stoccaggio senza necessità di ricarica. È possibile installarla in posizione verticale o orizzontale; si tratta di una batteria completamente riciclabile. Utilizza piastre positive tubolari, e l'elettrolita è immobilizzata in una struttura gelatinosa che fa in modo che non fuoriesca. La qualità della batteria è garantita da normative ISO, DIN, e IEC. La tabella sottostante ne rappresenta le caratteristiche elettriche.

<b>Tensione nominale</b>	2V
<b>Capacità nominale</b>	530Ah in un tempo di scarica di 10h a una temperatura di 20°C
<b>Tensione tampone</b>	2.23V a 20°C
<b>Tensione di ricarica</b>	2.4V
<b>Corrente di cortocircuito</b>	4640A
<b>Resistenza interna</b>	0.436mΩ
<b>Peso</b>	39kg
<b>Dimensioni</b>	L*W*H=166mm*206mm*523mm

**Tabella 3.4** Caratteristiche tecniche batteria SMG 350.

Per avere una tensione di 12V, da porre sia hai capi del regolatore di carica e sia hai capi dell'inverter, bisogna collegare in serie sei batterie SMG 530. L'utilizzo di questo pacco batterie fa sì che l'impianto fotovoltaico risulti ben dimensionato senza avere problemi riscontrati in precedenza. Con questa soluzione la pompa può funzionare, in caso di bel tempo, tutti i giorni, per un'ora al giorno da Marzo

fino a Ottobre. L'inconveniente maggiore risulta essere il costo di sei accumulatori.



**Figura 3.2 Batteria SMG 350.**

### **3.1.3 Batteria al litio-ferro-fosfato LTE110.**

L'ultima soluzione che propongo è l'uso di una batteria al litio-ferro-fosfato. Questa tipologia di batteria non può essere scarica oltre il 90% della sua capacità (così dichiara il costruttore). Il vantaggio di usare questa tecnologia è che la capacità nominale risulta essere circa quella effettiva, non vale il discorso fatto per le batterie al piombo dove la capacità nominale era calcolata su un lasso di tempo di scarica. A parità di capacità, la corrente di scarica di una batteria al LiFePO4 risulterà essere maggiore della corrente di scarica di una batteria al piombo. Inoltre questa tipologia di batterie risulta essere più leggera rispetto alle batterie al piombo. Le batterie al LiFePO4 sono esenti da manutenzione e, se anche usate in modo scorretto non esplodono, non si incendiano e non generano fumi nocivi. La batteria scelta viene prodotta dalla Lipotech, un marchio del gruppo Netkom s.r.l. con sede nella Repubblica di San Marino. Il produttore

dichiara che la batteria è certificata dalle seguenti normative e marchi CE, SGS, ROHS e le principali caratteristiche sono riportate nella tabella sottostante.

Capacità nominale	110Ah
Capacità effettiva erogabile in un ora di tempo	105Ah
Tensione nominale	12V
Massima corrente di carica (pulse)	50A (1000A)
Massima corrente di scarica (pulse)	100A (1000A)
Temperatura di lavoro	da -30°C a 75°C
Autoscarica	< 3% al mese
Cicli di impiego con una profondità di scarica pari a 80%	2000
Peso	14.2kg
Dimensioni	L*W*H=250mm*175mm*190mm
Minima tensione di scarica	10V

**Tabella 3.5 Caratteristiche tecniche batteria LTE110**

Questa batteria mi permette di utilizzare la pompa con le condizioni stabilite in precedenza. Un grosso inconveniente è il costo di questa tecnologia. L'altro grosso inconveniente è quello di dover implementare una protezione dalla scarica profonda qualora la tensione non scenda sotto la soglia per cui l'inverter smette di funzionare.



**Figura 3.3 Batteria LTE 110**

## 3.2 Inverter Steca AJ 1000-12.

L'inverter è quel dispositivo in grado di convertire una corrente continua, in questo caso generata dall'impianto fotovoltaico, in una corrente alternata. In questo progetto l'inverter preso in considerazione è prodotto dalla Steca Elektronik. Le funzionalità principali di questo inverter sono:

- Tensione in uscita sinusoidale pura.
- Eccellente comportamento in sovraccarico.
- Protezione ottimale della batteria.
- Riconoscimento automatico del carico.
- Massima affidabilità.

Questo dispositivo presenta anche funzioni elettroniche di protezione. Tra le principali risultano le seguenti:

- Protezione da scarica profonda.
- Disinserzione in caso di sovratensione della batteria.
- Protezione da sovratemperatura e sovraccarico.
- Protezione contro il cortocircuito.
- Protezione contro l'inversione di polarità mediante fusibile interno.
- Allarme acustico in caso di scarica profonda o surriscaldamento.

Inoltre con diodi LED indica gli stati di funzionamento. La Tabella 3.6 mostra le caratteristiche dell'inverter Steca AJ 1000-12.

<b>Tensione di sistema</b>	12V
<b>Potenza continua</b>	800VA
<b>Potenza 30 min.</b>	1000VA
<b>Potenza 5 sec.</b>	2200VA
<b>Rendimento massimo</b>	93%
<b>Autoconsumo stanby / ON</b>	0.7W/10W
<b>Tensione della batteria</b>	Da 10.5V a 16V
<b>Tensione in uscita</b>	230V CA +0/-10% (onda sinusoidale pura)
<b>Frequenza in uscita</b>	50Hz $\pm$ 0.05%
<b>Temperatura ambiente</b>	Da -20°C a 50°C
<b>Grado di protezione</b>	IP30
<b>Dimensioni (X*Y*Z)</b>	455mm*142mm*84mm
<b>Peso</b>	8.5kg

**Tabella 3.6 Caratteristiche inverter Steca AJ 1000-12**



**Figura 3.4 Inverter Steca AJ 1000-12**



# Capitolo 4

## Regolatore di carica.

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

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

In questo progetto il regolatore di carica è composto da due dispositivi. L'integrato LTC 4000-1, che è un controller e un sistema di power management che pilota l'integrato LT3845A che è un convertitore DC/DC in discesa (convertitore buck). Partiamo descrivendo il dispositivo LTC4000-1.

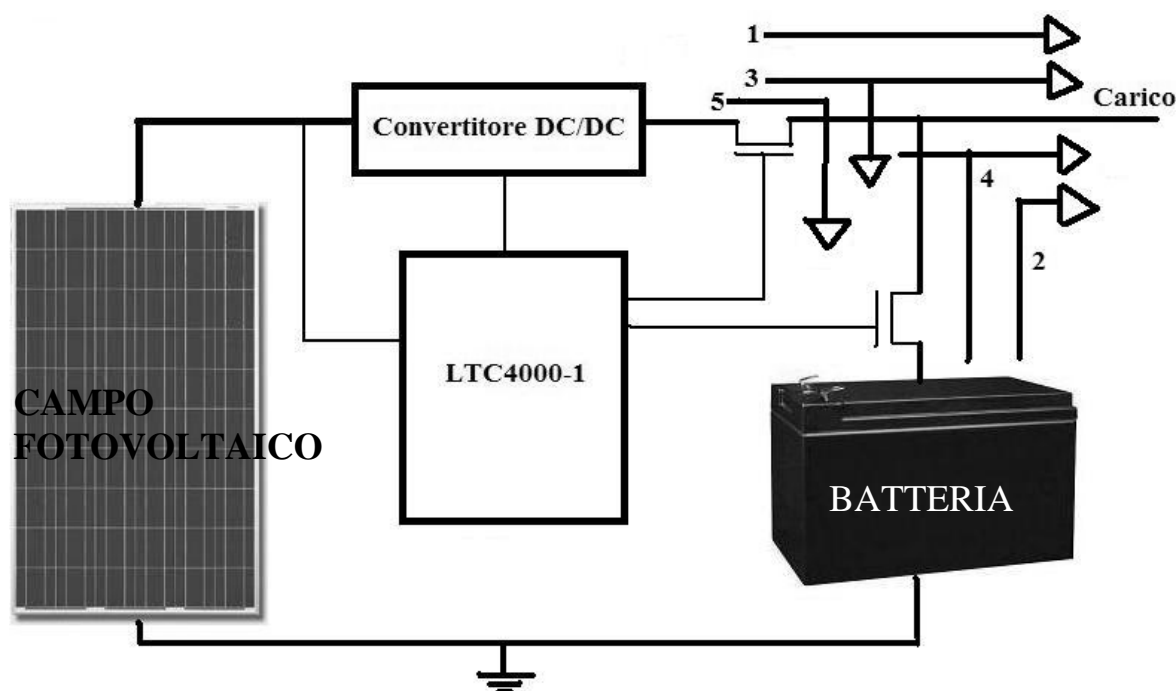
## 4.1 L'Integrato LTC4000-1.

L'integrato LTC4000-1 è un dispositivo progettato dalla Linear Technology, azienda leader nel settore della produzione di circuiti integrati per il controllo della potenza. Questo dispositivo è stato pensato per essere utilizzato negli impianti fotovoltaici a isola. Lo scopo per cui è stato progettato è quello di semplificare la gestione dei flussi di potenza: dal pannello fotovoltaico verso la batteria e/o verso il carico, dalla batteria verso il carico. Per fare ciò l'integrato pilota due PMOS esterni in funzione dello stato dell'ingresso (il pannello solare) e dell'uscita (la batteria e carico). Inoltre il dispositivo è in grado di generare il segnale di controllo per un convertitore DC/DC esterno che adatti la tensione di ingresso (sorgente) e quella di uscita (batteria e/o utilizzatori); ciò che dà origine a questo segnale di controllo è l'attivazione di uno dei quattro loop (retroazioni) di cui l'integrato dispone. I quattro loop di controllo implementati nel dispositivo sono: loop della tensione di ingresso, loop della corrente di carica, loop della tensione a vuoto (float) della batteria, loop della tensione di uscita.

L'integrato accetta al suo ingresso una tensione che può andare da 3V fino 60V: esso monitorizza la corrente e la tensione di ingresso (quella sul pannello) e controlla la tensione e/o la corrente di uscita (somma di quella di carica della batteria e di quella erogata al carico).

Per quanto riguarda la fase di carica della batteria l'integrato ha il seguente funzionamento. Se la batteria risultasse troppo scarica l'integrato prevede una carica di trickle (a corrente ridotta) per capire se la batteria è ancora buona; se la batteria non risultasse troppo scarica lo LTC4000-1 prevede prima una carica a corrente costante e dopo una carica a tensione costante. Per terminare la fase di carica l'integrato presenta tre diversi modi. Qualora la tensione di batteria non fosse sufficientemente alta (scarica profonda) ma fosse prodotta energia sufficiente dal pannello la funzione denominata instant-on è in grado di gestire simultaneamente i carichi (alla tensione nominale di batteria) e la ricarica della batteria (a tensione più bassa) compensando la differenza di voltaggio attraverso l'utilizzo del PMOS di collegamento della batteria non come interruttore ma come se fosse un resistore. Se il sistema venisse dotato di un termistore si riesce a fare un controllo della temperatura durante la fase di carica della batteria: se la temperatura risultasse troppo elevata o troppo bassa lo LTC4000-1 arresterebbe la

carica. Grazie agli indicatori di stato (pin FLT e pin CHRG) lo stato di funzionamento è sempre ben identificabile per la diagnosi del sistema. La Figura 4.1 mostra le principali fasi di lavoro gestite dal dispositivo.



**Figura 4.1** Fasi di lavoro dell'integrato LTC4000-1

Le principali fasi di funzionamento previste sono:

- 1) Il pannello alimenta da solo il carico: quando la batteria fosse già completamente carica, o momentaneamente non presente, e il pannello fosse in grado di produrre la potenza necessaria.
- 2) La batteria alimenta da sola il carico: quando il pannello risultasse scollegato o fossimo in una situazione di buio.
- 3) Il pannello alimenta il carico e nel frattempo sta caricando la batteria: se la potenza richiesta dal carico è inferiore a quella prodotta dal pannello la quota in eccesso riuscirà comunque a caricare la batteria, sebbene con una corrente minore di quella disponibile.
- 4) Il carico è alimentato sia dal pannello che dalla batteria: il carico richiede più potenza di quella fornita solamente dal pannello, quindi verrà anche alimentato dalla batteria.

- 5) Il pannello carica la batteria: quando non vi fossero carichi attivati.
- 6) Nessun flusso energetico da gestire: quando ci trovassimo in una situazione di buio, o con il pannello staccato, e nel frattempo il carico non richiedesse potenza. Lo stato della batteria è ininfluenza, dato che non ho energia per ricaricarla, ma nemmeno energia da prelevarvi.

Prima di andare a vedere nel dettaglio il funzionamento del LTC4000-1 mostrerò lo schema a blocchi interno del componente e le principali connessioni verso il mondo esterno.

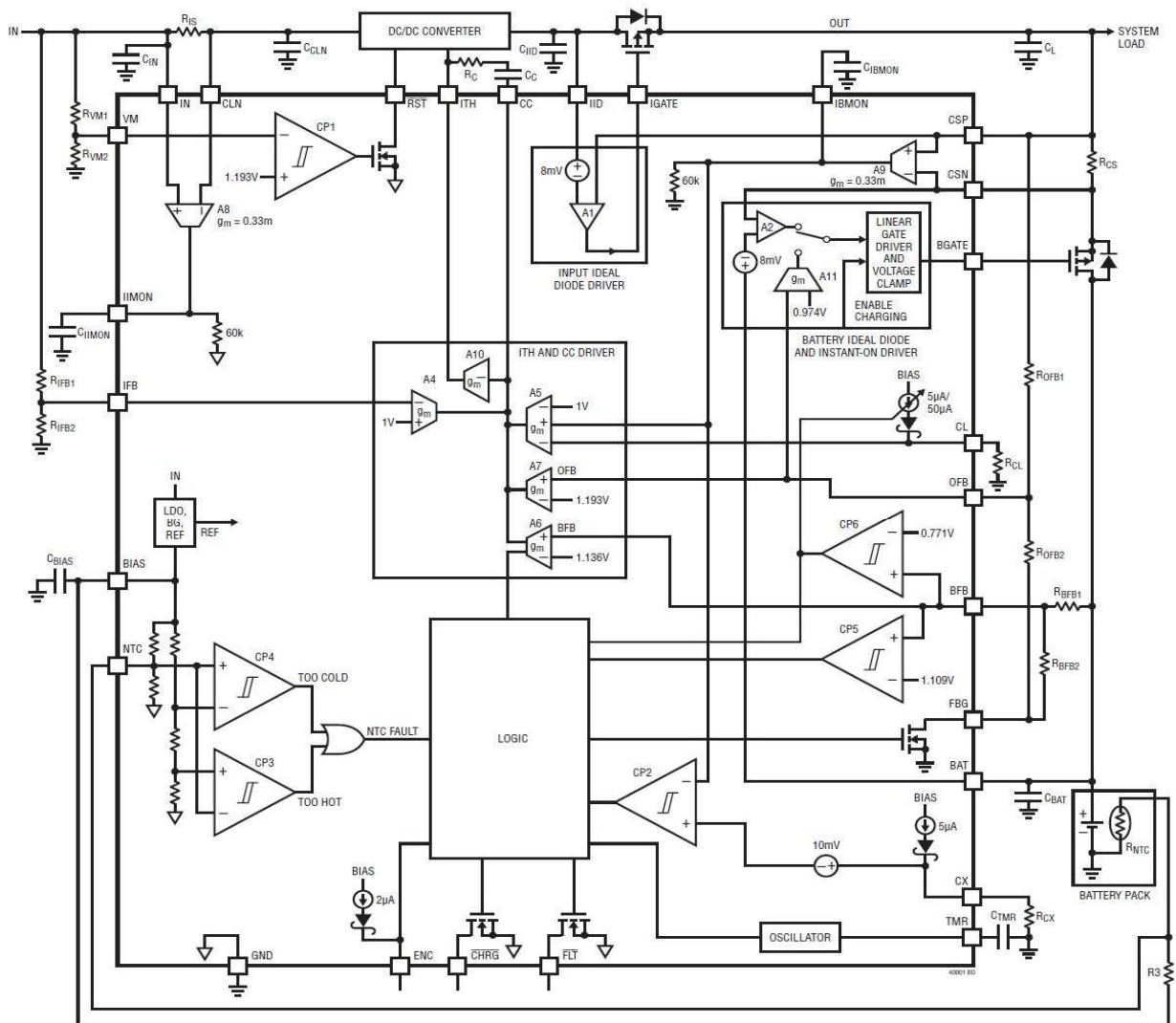


Figura 4.2 Schema a blocchi LTC4000-1

## 4.1.1 I quattro loop che comandano il convertitore DC/DC.

L'integrato LTC 4000-1 include quattro differenti loop che vanno ad agire sul pin ITH (High Impedance Control Voltage Pin) e il pin CC (Converter Compensation Pin), i quali sono da connettere al pin di controllo del convertitore DC/DC.

Il controllo del convertitore DC/DC può avvenire sulla base di quattro anelli di retroazione di cui, quello che ha il sopravvento, è quello che determina il duty-cycle più piccolo. I quattro loop che hanno la funzione di controllare il convertitore buck sono:

- Loop della tensione di ingresso (input voltage, la tensione sul pannello).
- Loop della corrente di carica (charge current, la corrente verso la batteria).
- Loop della tensione a vuoto della batteria (battery float voltage).
- Loop della tensione di uscita (output voltage, la tensione che vedono gli utilizzatori e che è dimensionata appena più elevata di quella a vuoto della batteria).

Quando uno di questi loop ha raggiunto il suo limite, sul pin ITH viene assorbito fino a 1mA di corrente per comandare “basso” il pin di controllo del DC/DC che limita il duty-cycle. Sarà poi necessario dimensionare una rete RC collegata dal pin ITH al pin CC per realizzare un circuito di compensazione, adatto al particolare convertitore DC/DC utilizzato, ai fini di stabilizzare il sistema.

### 4.1.1.1 Loop della tensione di ingresso.

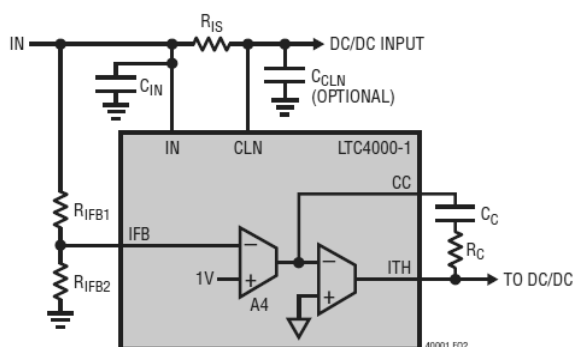


Figura 4.3 Loop della tensione d'ingresso.

Questo loop impedisce che la tensione di ingresso scenda sotto ad un livello da noi impostato. Quando la sorgente di potenza in ingresso presenta una certa impedenza interna, la tensione in ingresso tende a diminuire con l'incremento della corrente erogata. In questo caso esiste un livello di tensione in cui la potenza disponibile in ingresso è massima. Nelle specifiche di un

pannello fotovoltaico è sempre presente l'indicazione della tensione d'esercizio ottimale ( $V_{MP}$ ). Se si vuole che il pannello lavori sempre a questa tensione bisogna andare ad agire sul pin IFB (Input Voltage Feedback Pin). In Figura 4.3 vediamo che la programmazione di questo livello di tensione avviene tramite il partitore compreso tra il pin IN e il pin GND, formato dalle resistenze  $R_{IFB1}$  e  $R_{IFB2}$ , avente nodo centrale sul pin IFB che, quando in regolazione, si mantiene a 1V. Il loop della tensione d'ingresso regola il comportamento del pin ITH: così facendo assicura che la tensione d'ingresso non scenda sotto al livello di tensione programmata (tensione  $V_{MP}$ ). Se si osserva il grafico tensione-corrente di un pannello fotovoltaico (Figura 2.7) si può intuire che la potenza massima non è una retta ma bensì una curva. Se fissiamo a priori, grazie al partitore, la tensione programmata al valore di  $V_{MP}$ , si avrà una perdita di potenza, con valori compresi tra il 2% al 5% della potenza totale estraibile dal pannello qualora inseguissi il punto di massima potenza. Per migliorare il tutto si potrebbe mettere, anziché un partitore di tensione, un microcontrollore che controlli la tensione di ingresso e la corrente di carica e che implementi degli algoritmi di inseguimento di massima potenza. Il dimensionamento del partitore avviene secondo la seguente formula:

$$V_{IN\_REG} = \left( \frac{R_{IFB1}}{R_{IFB2}} + 1 \right) \times 1.000 V \quad (4.1)$$

dove  $R_{IFB1}$  e  $R_{IFB2}$  sono le resistenze del partitore e  $V_{IN-REG}$  è il livello minimo della tensione d'ingresso da programmare. Quando la tensione sul pin IFB scende sotto 1V (amplificatore A4), il pin ITH è posto a livello logico basso. Se si fissa la resistenza  $R_{IFB2}$  e si impone il valore di  $V_{IN-REG}$  con il valore della tensione d'esercizio ottimale ( $V_{MP}$ ), basterà rigirare la formula per trovare il valore di  $R_{IFB1}$ .

$$R_{IFB1} = \left( \frac{V_{IN\_REG}}{1} - 1 \right) \times R_{IFB2}$$

$$R_{IFB1} = \left( \frac{18.1V}{1V} - 1 \right) \times 10 K\Omega = 171 K\Omega$$

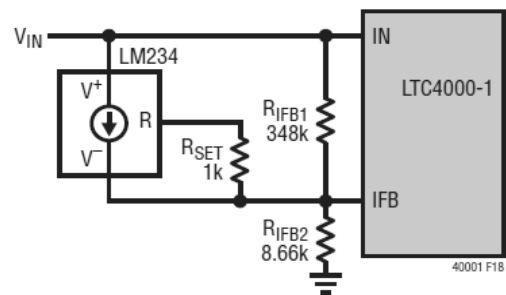
Se non si desidera implementare il funzionamento del loop della tensione d'ingresso basterà connettere il pin IFB al pin BIAS.

Un ulteriore problema sta nel fatto che la potenza del pannello cambia al variare della temperatura. Di fatto, se la temperatura dei moduli aumenta la corrente rimane invariata ma la tensione prodotta dal pannello fotovoltaico cala, riducendo la potenza erogata anche nel caso si rimodulasse opportunamente la tensione per inseguire il massimo. Il datasheet del dispositivo, per risolvere questo problema, propone nella rete del loop della tensione di ingresso un controllo di tipo predittivo e l'incorporazione dell'integrato LM234. Si tratta di un sensore di temperatura a tre terminali: il circuito in Figura 4.4, quando implementato, verrà dimensionato come segue:

$$R_{IFB1} = -R_{SET} \times (TC \times 4405) \quad (4.2)$$

$$R_{IFB2} = \frac{R_{IFB1} \times 1.136V}{\left( V_{MP(25^\circ C)} + R_{IFB1} \times \left( \frac{0.0677}{R_{SET}} \right) \right) - 1.136V} \quad (4.3)$$

dove TC risulta essere il coefficiente di temperatura in  $V/^\circ C$  che normalmente è riportato nelle specifiche del pannello solare e  $V_{MP(25^\circ C)}$  è la tensione del punto di massima potenza a  $25^\circ C$ . Siccome in precedenza ho proposto il controllo della potenza massima con un microcontrollore potrebbe essere sempre lui a fare un controllo sia della potenza che della temperatura, implementando i giusti algoritmi e magari utilizzando un controllo in retroazione invece che predittivo.



**Figura 4.4** Loop della tensione d'ingresso con compensazione della temperatura usando LM234.

### 4.1.1.2 Loop e monitoraggio della corrente di carica.

Il seguente loop, come il loop precedente, pilota i pin ITH e CC. Questo loop garantisce che la corrente di carica della batteria, rilevata attraverso un resistore ( $R_{CS}$ ), non superi un valore di corrente massimo impostato. L'accumulatore riporta come specifica nel suo datasheet la corrente massima di carica: l'entrata in funzione di questo loop consente di non superarla, evitando il danneggiamento della batteria, anche a costo di far operare il pannello con una tensione più elevata di quella ottima per l'estrazione di potenza. Tipicamente la corrente di carica, fornita dalla sorgente, se si vogliono evitare danni, non dovrebbe mai superare il 10% della capacità della batteria. Ad esempio, una batteria al piombo da 50Ah non dovrebbe essere caricata da una corrente che supera i 5A. Un processo di carica violento può infatti surriscaldare le piastre interne alla batteria fino a distorcerle, danneggiare i collegamenti interni, indurre processi elettrochimici violenti, tutte cose dannose per la batteria. In un normale ciclo di carica della batteria il primo loop ad essere coinvolto è proprio questo. Prima di andare a dimensionare il loop bisogna accennare che l'integrato offre un pin di monitoraggio della corrente di carica. Il pin in questione è IBMON (Battery Charge Current Monitor). La tensione su questo pin è tipicamente 20 volte la tensione rilevata attraverso il resistore  $R_{CS}$  perciò fornisce una tensione proporzionale alla corrente di carica della batteria, come si nota dalla seguente formula:

$$V_{IBMON} = 20 \times I_{RCS} \times R_{CS} = 20 \times (V_{CSP} - V_{CSN}) \quad (4.4)$$

dove la resistenza di rilevamento della corrente di carica ( $R_{CS}$ ) è connessa tra il pin CSP (Charge Current Sense Positive Input) e il pin CSN (Charge Current

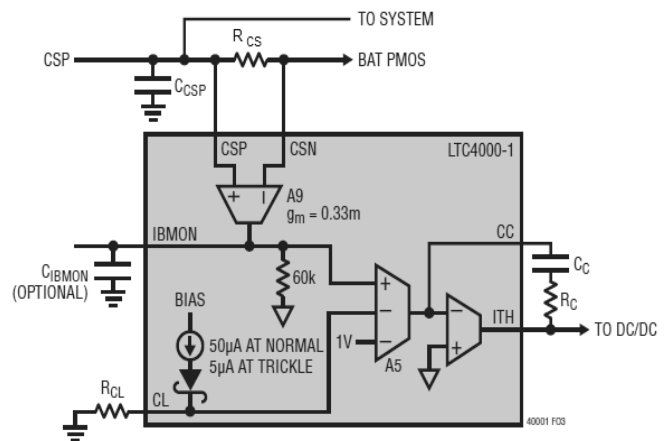


Figura 4.5 Loop della corrente di carica.



Sense Negative Input) le cui rispettive tensioni sono  $V_{CSP}$  e  $V_{CSN}$ . Se si connette un adeguato condensatore ( $C_{IBMON}$ ) al pin IBMON si ottiene una tensione rappresentativa della corrente di carica della batteria media nel tempo. Questo condensatore funge anche da filtro e non dovrebbe essere di grandi dimensioni, in quanto potrebbe rallentare troppo la dinamica del controllo. Un buon valore per questo condensatore è di 10nF. La regolazione della massima corrente di carica avviene secondo la seguente formula:

$$R_{CS} = \frac{V_{CL}}{20 \times I_{CLIM}} \quad (4.5)$$

dove  $V_{CL}$  è la tensione sul pin CL (Charge Current Limit Programming). Il loop confronta (amplificatore A5 in Figura 4.5) la tensione su questo pin con la tensione  $V_{IBMON}$  (che è proporzionale alla corrente di carica) e di conseguenza comanda il pin ITH per garantire che il limite di corrente di carica impostato non venga superato. Il pin CL è internamente alimentato da un corrente di  $50\mu A$ . Pertanto si può ottenere una equivalente formula della corrente di carica limite:

$$R_{CL} = \frac{I_{CLIM} \times R_{CS}}{2.5\mu A} \Rightarrow I_{CLIM} = \frac{R_{CL}}{R_{CS}} \times 2.5\mu A \quad (4.6)$$

dove  $R_{CL}$  è la resistenza connessa al pin CL. Fissando il valore della resistenza  $R_{CS}$  a  $10m\Omega$  e imponendo la massima corrente di carica a  $25A$  la resistenza  $R_{CL}$  risulterà essere:

$$R_{CL} = \frac{25A \times 10m\Omega}{2.5\mu A} = 100k\Omega$$

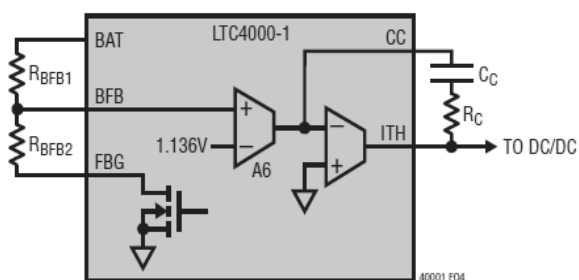
Se si lascia aperto il pin CL o lo si impone a un valore di tensione maggiore di  $1.05V$ , l'amplificatore A5 confronterà la tensione  $V_{IBMON}$  con un valore interno di  $1V$ , questo imposta un limite massimo di corrente di carica pari a:

$$I_{CLIM(MAX)} = \frac{0.050V}{R_{CS}} \quad (4.7)$$

Quando la forma d'onda d'uscita del convertitore DC/DC o il sistema di carico sono rumorosi si consiglia di collegare un condensatore al pin CSP. Questo fa sì di ridurre il contenuto AC presente nella corrente che attraversa il resistore di rilevamento ( $R_{CS}$ ). Laddove la massima precisione è importante, sarà conveniente scegliere il valore di  $C_{CSP}$  tale che il contenuto AC sia minore o uguale al 50% della tensione media della resistenza di rilevamento. Se non si desidera la funzione del limite della corrente di carica basta cortocircuitare il pin IBMON a terra e collegare il pin CSN con il pin CSP.

### 4.1.1.3 Loop della tensione a vuoto della batteria.

La tensione a vuoto di una batteria è quella tensione ottenuta senza corrente: in poche parole con il carico disconnesso dall'accumulatore. Normalmente i datasheet delle batterie riportano un valore di tensione tipicamente maggiore della tensione nominale della batteria, con il quale va alimentata la batteria nella fase di carica: è buona norma non superare tale livello per evitare danni alla



**Figura4.6 Loop della tensione di float della batteria.**

batteria. Il loop della tensione di float della batteria assicura che questa tensione, non venga superata.

Il livello di tensione di float viene impostato usando un partitore di tensione, formato dalle resistenze  $R_{BFB1}$  e  $R_{BFB2}$ , compreso tra il pin BAT (Battery Pack Connection) e il pin FBG (Feedback Ground Pin) con nodo centrale connesso al pin BFB (Battery

Feedback Voltage Pin). Se la tensione d'ingresso  $V_{IN}$  è maggiore di 3Volt, il partitore è connesso a massa tramite il pin FBG che presenta una resistenza di  $100\Omega$ . Se invece la  $V_{IN}$  è minore o uguale a 3Volt il pin FBG disconnette il partitore da terra perchè così facendo si evita che le resistenze del partitore consumino potenza quando la batteria è l'unica fonte di energia. Il loop della tensione di float della batteria imposta sul pin BFB (ad alta impedenza) la tensione  $V_{FLOAT}$  al valore di 1.136Volt. Quando il valore di  $R_{BFB1}$  supera di molto il valore di  $100\Omega$  la tensione  $V_{FLOAT}$  è ottenuta dalla formula seguente:

$$V_{FLOAT} = \frac{R_{BFB2} + R_{BFB1}}{R_{BFB2}} \times 1.136V \quad (4.8)$$

rigirando l'espressione 4.8 riportata sopra e fissando il valore della resistenza  $R_{BFB2}$  pari a  $13k\Omega$  e il valore della tensione di float  $V_{FLOAT}$  pari a  $13.5V$  ci si ricava la resistenza  $R_{BFB1}$ :

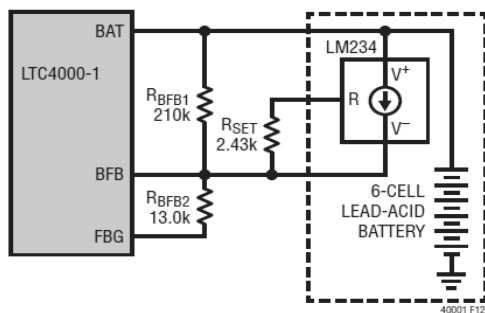
$$R_{BFB1} = \left( \frac{V_{FLOAT}}{1.136V} - 1 \right) \times R_{BFB2}$$

$$R_{BFB1} = \left( \frac{13.5V}{1.136V} - 1 \right) \times 13k\Omega = 142k\Omega$$

Quando invece è importante una maggiore precisione, un'espressione più accurata della tensione di float può essere determinata come seguente:

$$V_{FLOAT} = \left( \frac{R_{BFB2} + R_{BFB1}}{R_{BFB2}} \times 1.136V \right) - \left( \frac{R_{BFB1}}{R_{BFB2}} \times V_{FBG} \right) \quad (4.9)$$

dove  $V_{FBG}$  è la tensione presente sul pin FBG mentre si sta impostando la tensione di float. La tensione  $V_{FBG}$  rappresenta le correnti provenienti da tutti i partitori che sono collegati con questo pin.



**Figura 4.7** Loop della tensione di float con compensazione della temperatura usando LM234.

Alcune batterie chimiche hanno dei requisiti di tensione di carica che variano con la temperatura. In particolare le batterie al piombo hanno un significativo cambiamento della tensione di carica con la variazione della temperatura. Per risolvere il problema si può manipolare la rete di retroazione del loop della tensione a vuoto per implementare un efficiente schema che tenga conto del cambiamento della temperatura. Una semplice

soluzione è quella di tener traccia della dipendenza lineare della tensione dalla temperatura usando l'integrato LM234 che è un sensore di temperatura a tre terminali. Con questo è facile impostare una caratteristica lineare della dipendenza della temperatura. Il circuito in figura 4.7 verrà così dimensionato:

$$R_{BFB1} = -R_{SET} \times (TC \times 4405) \quad (4.10)$$

$$R_{BFB2} = \frac{R_{BFB1} \times 1.136V}{\left( V_{FLOAT(25^\circ C)} + R_{BFB1} \times \left( \frac{0.0677}{R_{SET}} \right) \right) - 1.136V} \quad (4.11)$$

dove TC è il coefficiente di temperatura in  $V/^\circ C$ , che è riportato nel datasheet della batteria e  $V_{FLOAT(25^\circ C)}$  è la tensione di float della batteria a  $25^\circ C$ .

#### 4.1.1.4 Loop della tensione d'uscita.

Esaminiamo ora l'ultimo loop; quando la carica della batteria è terminata e il carico è alimentato solo dal pannello solare, il PMOS connesso al BGATE è spento e si comporta come un diodo ideale; in questo scenario il loop della tensione d'uscita entra in azione. Il livello di tensione d'uscita è programmato tramite il partitore formato dalle resistenze  $R_{OFB1}$  e  $R_{OFB2}$  connesso tra il pin CSP e il pin FBG con nodo centrale legato al pin OFB (Output Feedback Voltage Pin). Il pin FBG ha la stessa funzionalità descritta nel loop precedente: quando la tensione d'ingresso  $V_{IN}$  è maggiore di 3 Volt il partitore è collegato a terra, in tutti i restanti casi il collegamento a massa del partitore è interrotto per evitare di consumare potenza sulle resistenze del partitore, quando la batteria è l'unica fonte di energia. Il pin OFB è ad alta impedenza e viene usato

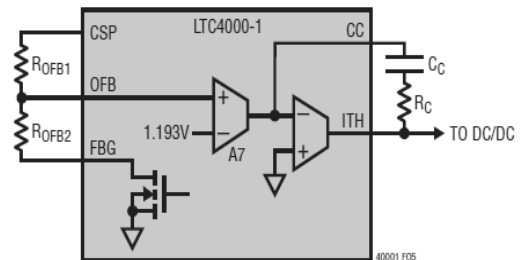


Figura 4.8 Loop della tensione d'uscita.

per impostare il livello della tensione d'uscita. Il loop della tensione d'uscita confronta la tensione sul pin OFG con il valore di 1.193V. La tensione d'uscita può essere ottenuta come segue:

$$V_{OUT} = \frac{R_{OFB2} + R_{OFB1}}{R_{OFB2}} \times 1.193V \quad (4.12)$$

Se si fissa il valore della resistenza  $R_{OFB2}$  pari a  $110k\Omega$  e il valore della tensione d'uscita pari a  $14V$  ci si può ricavare la resistenza  $R_{OFB1}$  come segue:

$$R_{OFB1} = \left( \frac{V_{OUT}}{1.193V} - 1 \right) \times R_{OFB2}$$

$$R_{OFB1} = \left( \frac{14V}{1.193V} - 1 \right) \times 110k\Omega = 1.18M\Omega$$

La tensione massima in uscita deve necessariamente essere maggiore della tensione a vuoto della batteria per poter garantire il non utilizzo della batteria nel caso in cui il pannello possa erogare la potenza necessaria all'utilizzatore. Come nel calcolo effettuato nel loop precedente, quando una maggiore precisione è importante, un'espressione più accurata della tensione d'uscita è la seguente:

$$V_{OUT} = \left( \frac{R_{OFB2} + R_{OFB1}}{R_{OFB2}} \times 1.193V \right) - \left( \frac{R_{OFB1}}{R_{OFB2}} \times V_{FBG} \right) \quad (4.13)$$

dove  $V_{FBG}$  è la tensione sul pin FBG durante la regolazione della tensione d'uscita, la quale rappresenta tutte le correnti provenienti da tutti i partitori che sono collegati con questo pin.

## 4.1.2 Carica della batteria.

Per caricare e ricaricare la batteria, l'integrato LTC4000-1 presenta diversi modi di funzionamento in funzione della fase del processo chimico responsabile dell'accumulo di energia. Prima di tutto bisogna determinare se la batteria è troppo scarica: se questo accade l'integrato attiverà la funzione di carica goccia a goccia (Trickle charge). Se invece la batteria non è troppo scarica, a seconda di come è configurato il pin TMR (Charge timer) la fine della fase di carica si può scegliere tra i seguenti modi:

- C/X termination.
- charge timer termination.
- no termination.

Di seguito riporterò nei dettagli le varie funzioni di carica.

### 4.1.2.1 Carica goccia a goccia (Trickle Charge).

Quando un ciclo di carica della batteria ha inizio, la prima cosa che l'integrato controlla è se la batteria è troppo scarica e se è mal funzionante. Se la tensione  $V_{\text{FLOAT}}$  (tensione a vuoto della batteria) presente sul pin BFB è minore della tensione di  $V_{\text{LOBAT}}$  (0.771V), una funzione automatica di carica detta trickle charge programma il loop della corrente di carica a lavorare al 10% del suo normale funzionamento. In poche parole se in condizioni normali il pin CL verrebbe alimentato internamente da una corrente di 50 $\mu$ A ora viene alimentato da 5 $\mu$ A. Pertanto la corrente di carica di trickle è impostata usando la seguente formula:

$$R_{CL} = \frac{I_{CLIM(TRKL)} \times R_{CS}}{0.25\mu A} \Rightarrow I_{CLIM(TRKL)} = \frac{R_{CL}}{R_{CS}} \times 0.25\mu A \quad (4.14)$$

Se il pin TMR è collegato a un condensatore, o è lasciato aperto, il tempo della funzione di rilevamento di mal funzionamento della batteria è attivato (bad

battery detection). Se alla fine di questo tempo la tensione rilevata sul pin BFB ( $V_{\text{FLOAT}}$ ) è ancora inferiore alla tensione  $V_{\text{LOBAT}}$  la carica di trickle verrà terminata e si darà per assunto che la batteria non ha dato segno di buona salute. Verrà perciò indicato un mal funzionamento tramite gli indicatori di stato, il pin FLT (basso, cioè attivo) e il pin CHRG (alto, non attivo). L'intervallo di tempo necessario a rilevare il malfunzionamento della batteria può essere impostato in base questa formula:

$$C_{\text{TMR}} = t_{\text{BADBAT}}(h) \times 138.5 \quad (4.15)$$

Una volta rilevato un mal funzionamento della batteria, l'integrato di controllo sospende ogni funzionalità. Al fine di riattivare la carica è necessario rimuovere la batteria e connettere una nuova batteria, la quale deve avere una tensione, rilevata sul pin BFB, maggiore di 1.109V (tensione di soglia della ricarica). In alternativa è possibile andare ad agire sul pin ENC (Enable Charging) prima mettendolo a terra e poi scollegandolo da terra per lasciarlo aperto; altra possibile alternativa è quella di scollegare e poi rimettere la sorgente in ingresso.

Se non si desidera la funzione di rilevamento di mal funzionamento della batteria si può porre il pin TMR a terra o collegarlo al pin BIAS.

Se invece, alla fine del tempo della funzione di rilevamento di malfunzionamento, la tensione rilevata sul pin BFB ( $V_{\text{FLOAT}}$ ) è superiore alla tensione  $V_{\text{LOBAT}}$ , si suppone che la batteria stia reagendo in modo sano al tentativo di carica: per questo motivo il livello della corrente di carica verrà in tutta sicurezza portato alla normalità, essendo il pin CL alimentato con una corrente di riferimento di  $50\mu\text{A}$ .

#### **4.1.2.2 Fine della fase di carica a seconda di come sia impostato il pin TMR.**

Se la tensione  $V_{\text{FLOAT}} > V_{\text{LOBAT}}$ , la normale carica della batteria avviene eseguita a corrente costante, con una corrente massima tale da non costituire un pericolo per lo sviluppo di calore prodotto dal processo chimico coinvolto nell'accumulo di energia elettrica. Man mano che la batteria si carica la tensione di batteria

lentamente sale. Quando viene raggiunto un livello limite di tensione ( $V_{\text{FLOAT}}$ ) è necessario procedere con la carica a tensione costante, con una progressiva diminuzione della corrente di carica. Una volta che si è raggiunta la carica a tensione costante, sono previsti diversi modi per terminare la fase di carica.

I) Se il pin TMR è collegato al pin BIAS la funzione C/X termination è selezionata. In questo caso la carica si conclude solo quando, durante la carica a tensione costante, la corrente di carica si riduce fino a un valore inferiore al livello C/X, che è stato impostato usando il pin CX (Charge Current Termination Programming). Il livello C/X è programmato secondo la seguente formula:

$$R_{\text{CX}} = \frac{I_{\text{C/X}} \times R_{\text{CS}}}{0.25\mu\text{A}} + 0.5\text{mV} \Rightarrow I_{\text{C/X}} = \frac{(0.25\mu\text{A} \times R_{\text{CX}}) - 0.5\text{mV}}{R_{\text{CS}}} \quad (4.16)$$

dove  $R_{\text{CS}}$  è il resistore che rileva la corrente di carica connesso tra i pin CSP e CSN e  $R_{\text{CX}}$  è la resistenza sul pin CX. Il pin CX è un pin ad alta impedenza che viene alimentato da una corrente di  $5\mu\text{A}$  ed è collegato al comparatore CP2. Quando la tensione al pin BFB ( $V_{\text{FLOAT}}$ ) è maggiore della soglia di ricarica (cioè il 97.6% della tensione di float) il comparatore è abilitato e confronterà la tensione sul pin CX con la tensione proporzionale alla corrente di carica della batteria ( $V_{\text{IBMON}}$ ). Se la tensione sul pin CX è maggiore della  $V_{\text{IBMON}}$ , il pin CHRG è posto ad alta impedenza (inattivo, ovvero si spegne la segnalazione di carica) a indicare che la soglia CX è stata raggiunta. Quando questo si verifica la carica è immediatamente terminata.

Al fine di assicurare la corretta funzione di C/X termination anche in presenza di pause durante la fase di carica (legate a possibili sovratemperature) è necessario connettere un condensatore al pin CX, determinato dalla seguente equazione:

$$C_{\text{CX}} = 100 \times C_{\text{BGATE}} \quad (4.17)$$

dove  $C_{\text{BGATE}}$  è la capacità totale connessa al pin BGATE. Ad esempio una tipica capacità di 1nF connessa al pin BGATE richiede un capacità maggiore o uguale a



100nF sul pin CX per garantire il corretto comportamento della funzione C/X termination. Se non si desidera questa funzione basterà cortocircuitare il pin C/X a terra e collegare il pin TMR in modo da scegliere un'altra modalità di gestione del fine carica.

2) Se invece si collega un condensatore al pin TMR la funzione charge timer termination è selezionata e non appena si ottiene la carica a tensione costante un timer interno di fine carica inizia il conteggio. Quando il tempo di fine carica si estingue, la carica viene terminata. Il tempo di fine carica può essere ottenuto dalla seguente equazione:

$$C_{TMR} (nF) = t_{TERMINATE} (h) \times 34.6 \quad (4.18)$$

3) Quando si desidera una carica continua al valore di tensione a vuoto della batteria allora è necessario collegare il pin TMR a terra. Così facendo il dispositivo caricherà la batteria continuamente al valore di tensione che si avrebbe a vuoto. Questa funzione è ideale per le applicazioni con carichi, che hanno bisogno di una batteria sempre a piena carica (apparecchiature UPS). Nel nostro progetto useremo questa funzione per caricare la batteria in modo tale da avere una batteria sempre carica, però così facendo avremo una tensione in uscita pari a 13.5V. In questo progetto non cambia nulla perché l'inverter accetta in ingresso un range di tensione che va da 10.5V a 16V, ma se avessimo avuto degli utilizzatori che funzionavano con una tensione di 12V sarebbe stato un problema. Si noti che indipendentemente dalla funzione di fine carica scelta, i pin CHRG e FLT saranno entrambi posti ad alta impedenza (inattivi) non appena la corrente di carica scende sotto il livello di C/X impostato. In caso di fine carica il PMOS connesso al BGATE si comporta come un diodo ideale. La funzione del diodo è quella di evitare la corrente di carica ma fornisce corrente al sistema di carico se è necessario. Se il carico può essere completamente alimentato dall'ingresso il PMOS resterà spento. Se invece il carico richiede molta più potenza di quella disponibile dal pannello solare, il PMOS fornisce potenza supplementare presa dalla batteria. Quando la scarica della batteria scende sotto al 97.1% della tensione a vuoto, una automatica funzione di ricarica inizializza un nuovo ciclo di carica. Quando un nuovo ciclo di carica inizia, il pin CHRG è messo a livello logico basso e il pin FLT rimane ad alta impedenza.

### 4.1.2.3 Carica delle batterie al piombo col metodo 3-step.

LTC4000-1 si presta normalmente alle applicazioni di carica che richiedono prima un fase di corrente costante seguita da una fase di tensione costante. L'integrato ha in aggiunta altre le funzioni come: la carica di trickle, il rilevamento di mal funzionamento, C/X o timer termination che lo rendono un eccellente carica batterie per batterie al litio. In Figura 4.9 e nella sottostante Tabella 4.1 sono riportati i normali step coinvolti in un ciclo di carica per batterie al litio.

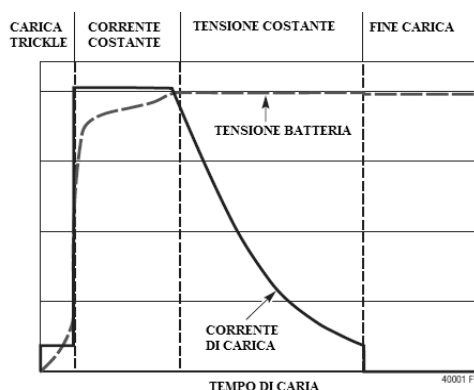
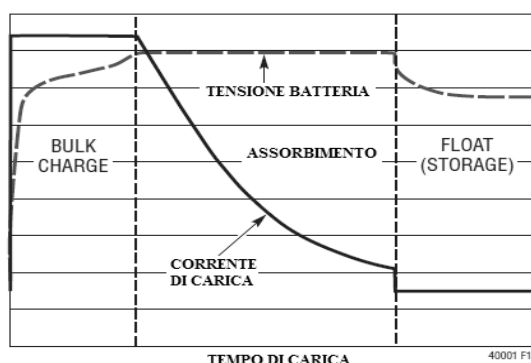


Figura 4.9 Tipico ciclo di carica per batterie al litio.

FASI	METODO DI CARICA	DURATA
Carica di trickle	Corrente costante a un valore basso di corrente, tipicamente il 10% della corrente di carica	Fino a quando la tensione di batteria è sotto la soglia di batteria troppo scarica Tempo limite impostato sul pin TMR
Corrente costante	Corrente costante alla massima corrente di carica	Fino a che la tensione di batteria non raggiunge il valore della tensione di float
Tensione costante	Tensione costante	Termina sia quando, la carica di corrente non scende sotto il livello impostato al pin CX o quando il tempo di fine carica, impostato al pin TMR, scade.
Ricarica	Inizia di nuovo a corrente costante quando la tensione di batteria scende al di sotto della soglia di ricarica (il 97.1% della tensione di float)	

Tabella 4.1 Fasi di carica per batterie al Litio.

D'altra parte l'integrato è anche facilmente configurabile per gestire un carica con batterie al piombo. Un metodo comune per ricaricare le batterie al piombo si chiama carica a 3-step, denominate rispettivamente Bulk (a corrente costante), Absorption (a tensione costante, un valore di tensione però più elevato di quella nominale a vuoto) e Float (la tensione a vuoto per la fase di mantenimento). La Tabella 4.2 e la Figura 4.10 riassumono le fasi coinvolte in una carica a 3-step per le batterie al piombo.



**Figura 4.10** Tipico ciclo di carica per batterie al piombo.

FASI	METODO DI CARICA	DURATA
Carica bulk	Corrente costante	Fino a che la tensione della batteria è sotto la tensione di assorbimento
Assorbimento	Tensione costante al livello di tensione di assorbimento	Termina quando la corrente di carica scende sotto il livello impostato sul pin CX
Float (conservazione)	Tensione costante al livello di tensione di float (la $V_{\text{FLOAT}}$ è minore della $V_{\text{ABSRP}}$ )	Indefinita
Ricarica	Inizia di nuovo la fase di carica bulk quando la tensione di batteria scende al di sotto della soglia di ricarica	

**Tabella 4.2** Fasi di carica per batterie al Piombo.

Si osservi la Figura 4.11 che mostra la configurazione necessaria per implementare il metodo 3-Step per le batterie al Piombo. Viene sfruttato il fatto che quando il ciclo di carica ha inizio il pin CHRG è portato a livello logico basso. La carica inizia con la fase di bulk, in questo stadio la batteria viene caricata con una corrente costante impostata da noi sul pin CL. L'espressione della corrente sarà ottenuta come segue:

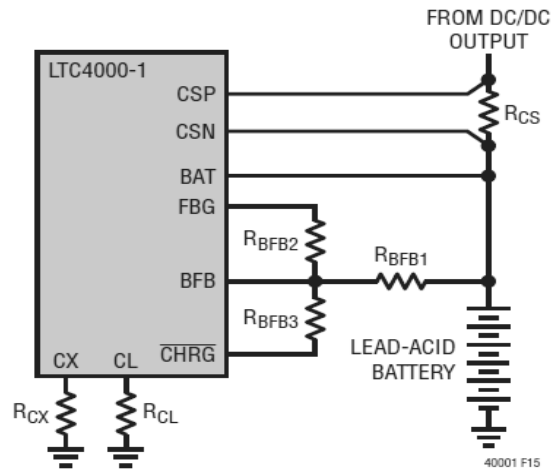


Figura 4.11 Configurazione per caricare batterie al piombo con il metodo 3-step.

$$I_{CLIM} = \frac{MIN(50mV, 2.5\mu A \times R_{CL})}{R_{CS}} \quad (4.19)$$

Quando la tensione della batteria arriva alla tensione di assorbimento:

$$V_{ABSRP} = \left( \frac{R_{BFB1}(R_{BFB2} + R_{BFB3})}{R_{BFB2} \times R_{BFB3}} + 1 \right) \times 1.136V \quad (4.20)$$

la carica entra nella fase di assorbimento, dove la batteria viene caricata a tensione costante al livello di tensione di assorbimento. Quando la corrente di carica scende sotto il livello impostato sul pin C/X:

$$I_{CLIM} = \frac{(0.25\mu A \times R_{CX}) - 0.5mV}{R_{CS}} \quad (4.21)$$

il pin CHRG verrà posto a un livello di alta impedenza. La carica entrerà nella fase di Float (Storage), caricando la batteria a un livello di tensione di float costante:

$$V_{FLOAT} = \frac{R_{BFB2} + R_{BFB1}}{R_{BFB2}} \times 1.136V \quad (4.22)$$

Si noti che con questa configurazione la soglia di ricarica risulterà essere il 97.6% della tensione di float. Quando la tensione di batteria scende sotto questo livello di tensione, un nuovo ciclo di carica, con il metodo 3-step inizierà di nuovo con la fase di bulk. Alcuni sistemi richiedono la carica trickle per batterie molto scariche. Questa funzione è inclusa usando il pin CL. Quando la tensione della batteria è minore del 68% della tensione di assorbimento, l'alimentazione di corrente sul pin CL viene ridotta a un decimo del suo normale funzionamento. Pertanto la corrente di carica di trickle può essere impostata come segue:

$$I_{CLIM(TRKL)} = \frac{MIN(50mV, 0.25\mu A \times R_{CL})}{R_{CS}} \quad (4.23)$$

Se questa funzione non è desiderata, si può lasciare aperto il pin CL ( $R_{CL}$  tendente ad infinito), impostando così la tensione massima ammissibile attraverso il resistore di rilevamento della corrente di carica ( $R_{CS}$ ) a un valore fisso di 50mV, limitando di conseguenza la corrente.

### 4.1.3 Diodo ideale di ingresso, diodo ideale di uscita e funzione instant-on.

L'integrato LTC4000-1 è dotato di un diodo ideale all'ingresso tra il pin IID e il pin CSP e di un diodo ideale all'uscita tra il pin BAT e il pin CSN.

### 4.1.3.1 Diodo ideale in ingresso.

La funzione di diodo ideale in ingresso permette basse perdite di conduzione e determina la non invertibilità della corrente dal pin IID (Input Ideal Diode Anode) al pin CSP. Questo impedisce il flusso delle correnti, che provengono dal pin CSP verso il pin IID, nella fase in cui il pannello solare ha una tensione minore della tensione di batteria e si comporterebbe come carico invece che come sorgente. Queste correnti se non venissero bloccate, potrebbero causare inutili consumi e anche mal funzionamenti del convertitore DC/DC. Il comportamento di diodo ideale si ottiene controllando un PMOS esterno connesso con il drain al pin IID, il source al pin CSP e infine il gate al pin IGATE (Input PMOS Gate Drive Output). Il controllore A1, che confronta la tensione sul pin IID con quella sul pin CSP pilota il gate del PMOS esterno, in modo tale che la caduta di tensione tra il pin IID e il pin CSP sia tipicamente di 8mV. Quando la caratteristica del PMOS esterno, di fornire una particolare corrente con una caduta di tensione pari a 8mV viene superata, la tensione al gate è impostata a  $V_{IGATE(ON)}$  e il PMOS si comporta come una resistenza con valore fissato ( $R_{DS(ON)}$ ). Il PMOS di ingresso viene scelto in base alla corrente massima prevista, alla potenza dissipata e alla caduta di tensione inversa. Il PMOS deve essere in grado di resistere a una tensione gate-source maggiore della tensione  $V_{IGATE(ON)}$  (massimo 15V) o alla massima tensione regolata sul pin IID. Nella scelta del PMOS si deve inoltre tener conto che maggiore è la capacità vista sul pin IGATE, più lenta è la risposta nel pilotare il diodo ideale. La corrente di spegnimento e d'accensione del PMOS è limitata a  $-0.5mA$  ( $I_{IGATE(FASTOFF)}$ ) e  $0.7mA$  ( $I_{IGATE(FASTON)}$ ). Se il pilotaggio del PMOS non fosse in grado di reagire abbastanza velocemente a un improvviso aumento della corrente di carico, molta di questa extra corrente verrà erogata dal diodo interno al PMOS. Questo aumenta momentaneamente la potenza dissipata. È importante garantire che il PMOS sia in grado di sopportare questo momentaneo incremento di potenza dissipata in condizioni dinamiche.

### 4.1.3.2 Diodo ideale in uscita e funzione instant-on.

Il componente della Linear controlla un PMOS esterno d'uscita connesso con il drain al CSN, con il source al pin BAT e con il gate al pin BGATE (External Battery PMOS Gate Drive Output). Quando non si è in fase di carica, il PMOS si comporta come un diodo ideale compreso tra il pin BAT (anodo) e il pin CSN (catodo). Il comparatore A2 di Figura 4.2 confronta la tensione sul pin CSN con quella del pin BAT e pilota il gate del PMOS esterno in modo tale che la caduta di tensione tra il pin CSN e il pin BAT sia tipicamente di 8mV. Quando la capacità di fornire una particolare corrente con una caduta di tensione di 8mV viene superata, la tensione al gate viene impostata a  $V_{BGATE(ON)}$  e il PMOS si comporta come un resistore a valore fissato ( $R_{DS(ON)}$ ). Il comportamento del diodo ideale fa sì che ci siano basse perdite di conduzione e permette che la batteria fornisca corrente al carico quando non è presente l'alimentazione in ingresso o quando il convertitore DC/DC è lento a reagire a un immediato incremento del carico in uscita. Analogamente al PMOS d'ingresso, il PMOS d'uscita deve essere in grado di sopportare una tensione gate-source superiore alla  $V_{BGATE(ON)}$  (massimo 15V) o la tensione massima regolabile al pin CSN.

Oltre la funzione di diodo ideale il PMOS permette il fluire della corrente dal pin CSN al pin BAT durante la fase di carica della batteria (stavolta, dunque, si tratta di un interruttore bidirezionale). Quando si è nella fase di carica il PMOS ha due modi di funzionamento. Se la tensione d'uscita rilevata sul pin OFB ( $V_{OFB}$ ) è maggiore o uguale alla soglia di instant-on ( $V_{OUT(INST-ON)}$ ) la tensione sul pin BGATE è posta a un livello basso, bloccandola a una tensione  $V_{BGATE(ON)}$  per consentire al PMOS la completa accensione, riducendo qualsiasi dissipazione di potenza dovuta alla corrente di carica. Il livello di tensione instant-on è determinato usando la seguente formula:

$$V_{OUT(INST-ON)} = \frac{R_{OFB2} + R_{OFB1}}{R_{OFB2}} \times 0.974V \quad (4.24)$$

Si noti che  $R_{OFB1}$  e  $R_{OFB2}$  sono gli stessi resistori che programmano il livello della tensione di uscita. Questo vuol dire che il livello della tensione d'uscita è sempre il 122.5% del livello della tensione di instant-on. Quando la tensione  $V_{OFB}$  è minore della tensione  $V_{OUT(INST-ON)}$  un regolatore lineare implementa la funzione

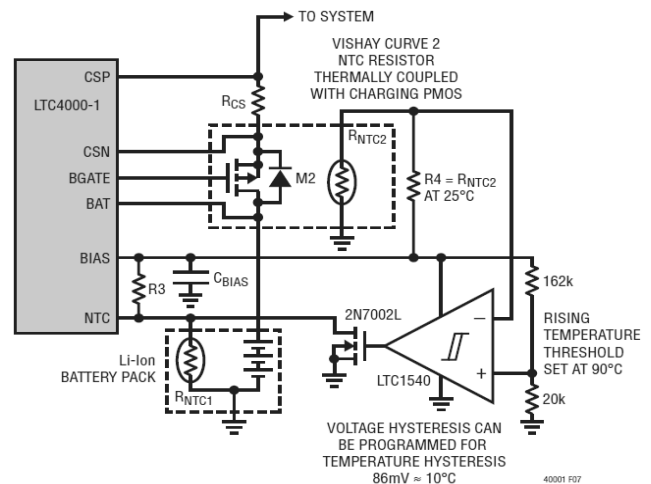
instant-on. Questa funzione permette al dispositivo di fornire sufficiente tensione all'uscita indipendentemente dalla tensione di batteria e provvede alla regolazione del pin BGATE così che un valido livello di tensione sia immediatamente disponibile all'uscita. In questo modo di funzionamento il controllore regola la tensione sul pin CSP a essere circa 86% del livello finale della tensione a vuoto. Questa funzione fornisce la tensione  $V_{OUT(INST-ON)}$  sul pin CSP, significativamente superiore alla tensione di batteria quando si sta caricando una batteria molto scarica con la regolazione in corrente. Durante il funzionamento instant-on, è importante considerare la potenza dissipata dal PMOS durante la carica. Quando la tensione della batteria è inferiore la soglia di batteria scarica ( $V_{LOBAT}$ ), la corrente regolata sulla batteria è quella di trickle (ridotta) e la potenza dissipata è così calcolata:

$$P_{TRKL} = (0.86 \times V_{FLOAT} - V_{BAT}) \times I_{CLIM(TRKL)} \quad (4.25)$$

se invece la tensione della batteria è maggiore di  $V_{LOBAT}$ , la corrente regolata è quella impostata nominale e la potenza dissipata viene così calcolata:

$$P_{INST-ON} = (0.86 \times V_{FLOAT} - V_{BAT}) \times I_{CLIM} \quad (4.26)$$

Soprattutto in questo ultimo caso a piena corrente, il surriscaldamento del PMOS potrebbe essere un problema: è perciò raccomandata l'aggiunta di un circuito che ne controlli la temperatura e forzi a livello logico basso il pin NTC quando si accorga della presenza di una temperatura troppo elevata. Questo consentirà di stoppare la carica fino a quando la temperatura del PMOS esterno resterà troppo alta. Un semplice circuito che si innesta sul circuito col termistore



**Figura 4.12 Circuito per la protezione dalle elevate temperature per il PMOS d'uscita**



sulla batteria si può osservare in Figura 4.12. Quando si sceglie il PMOS bisogna tener conto della corrente massima attesa, della dissipazione di potenza e della caduta di tensione massima ai suoi capi.

## 4.1.4 Monitoraggio della tensione e della corrente di ingresso.

LTC4000-1 monitorizza la corrente d'ingresso tramite il pin IIMON e può anche monitorare la tensione d'ingresso tramite il pin VM.

### 4.1.4.1 Monitoraggio della corrente di ingresso.

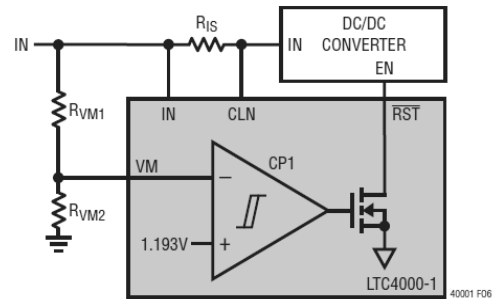
Come appena accennato l'integrato monitorizza la corrente d'ingresso sul pin IIMON (Input Current Monitor). La tensione su questo pin è 20 volte la tensione presente ai capi della resistenza di rilevamento della corrente d'ingresso ( $R_{IS}$ ), quindi il pin IIMON fornisce una tensione proporzionale alla corrente d'ingresso, soddisfacente la seguente espressione:

$$V_{IIMON} = 20 \times I_{RIS} \times R_{IS} = 20 \times (V_{IN} - V_{CLN}) \quad (4.27)$$

dove  $R_{IS}$  è la resistenza di rilevamento della corrente d'ingresso collegata tra il pin IN (Input Supply Voltage) e il pin CLN (Input Current Sense Negative Input) che ha un valore di 20mΩ. Se si connettere un adeguato condensatore (10nF) sul pin IIMON si ottiene una tensione rappresentativa della corrente media d'ingresso. Se la corrente d'ingresso è rumorosa, sarà meglio aggiungere un filtro capacitivo al pin CLN per ridurre il contenuto AC. Quando si usa un convertitore DC/DC in discesa (buck), l'utilizzo di un condensatore ( $C_{CLN}$ ) è fortemente raccomandato. Laddove la massima precisione fosse importante, occorre scegliere il valore di  $C_{CLN}$  tale che il contenuto AC sia minore o uguale alla tensione media attraverso il resistore di rilevamento. Si può lasciare il pin IIMON aperto e collegare il pin IN con il pin CLN se non si desidera implementare la funzione di monitoraggio della corrente d'ingresso.

### 4.1.4.2 Monitoraggio della tensione di ingresso.

Il componente della Linear monitorizza la tensione d'ingresso attraverso un partitore di tensione formato dalle resistenze  $R_{VM1}$  e  $R_{VM2}$  connesso tra l'ingresso e massa e con il nodo centrale attaccato al pin VM (Voltage Monitor Input). Se la tensione ai capi del pin VM scende sotto alla soglia di 1.193V, il pin RST (High Voltage Open Drain Reset Output), che è collegato ad un ipotetico enable del convertitore DC/DC, è messo a livello logico basso. Tuttavia quando la tensione sul pin VM supera la soglia di 1.233V, il pin RST è posto ad alta impedenza. Il livello di tensione con la soglia che determina il livello logico basso sul pin RST può essere calcolato come segue:



**Figura 4.13** Monitoraggio della tensione d'ingresso.

$$V_{VM\_RST} = \frac{R_{VM1} + R_{VM2}}{R_{VM2}} \times 1.193V \quad (4.28)$$

Manipolando l'espressione riportata qui sopra e fissando il valore della resistenza  $R_{VM2}$  a 100k $\Omega$ , ipotizzando un valore della tensione sul pin VM pari a 12V come tensione sotto la quale cessare ogni operazione, si ricava la resistenza  $R_{VM1}$ :

$$R_{VM1} = \left( \frac{V_{VM\_RST}}{1.193V} - 1 \right) \times R_{VM2}$$

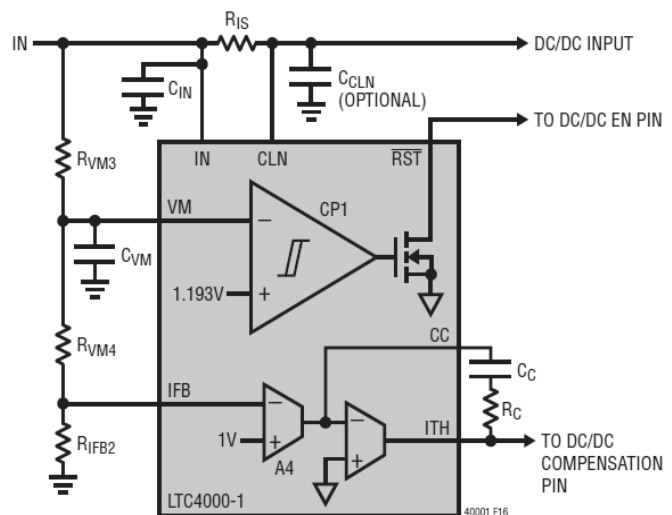
$$R_{VM1} = \left( \frac{12V}{1.193V} - 1 \right) \times 100k\Omega = 905k\Omega$$

L'espressione che determina il livello logico alto sul pin RST può essere calcolata nello stesso modo. L'uso di questa funzione di monitoraggio è quello di

assicurare che il convertitore DC/DC non sia attivo quando la tensione in ingresso risulta essere minore della tensione impostata. In questo caso si può connettere il pin RST(reset) con un pin enable del convertitore DC/DC. Il pin RST può anche pilotare un diodo led per fornire un indicatore visivo del fatto che la tensione monitorata  $V_M$  è insufficiente per dar luogo all'estrazione di potenza. Se la funzione di monitoraggio della tensione d'ingresso non è desiderata basta collegare il pin VM al pin BIAS e cortocircuitare a massa il pin RST.

#### 4.1.4.3 Combinazione del partitore della funzione di monitoraggio della tensione di ingresso con il partitore del loop della tensione di ingresso.

Siccome dipendono dalla medesima tensione in ingresso, è possibile combinare insieme il partitore del loop di controllo della tensione con quello di monitoraggio, come si vede nella Figura 4.14. Quando il pin RST è collegato con l'enable del convertitore DC/DC si raccomanda che il valore di tensione  $V_{IN-REG}$  sia maggiore, con di un significativo margine, della tensione  $V_{VM-RST}$ . Questo per garantire che qualunque rumore o ripple di tensione sul pin della tensione d'ingresso non agisca sul pin RST causando il prematuro spegnimento del convertitore DC/DC, e impedendo al loop della tensione d'ingresso il corretto funzionamento. Con questa configurazione il valore delle resistenze sarà:



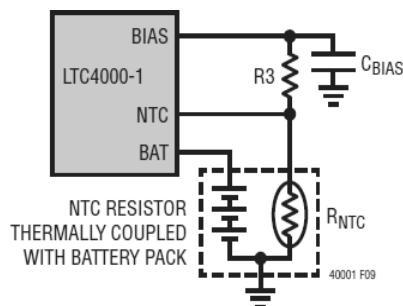
**Figura 4.14** Combinazione del partitore del loop di ingresso con il partitore che monitorizza la tensione d'ingresso.

$$R_{VM3} = \left(1 - \frac{1.193V}{V_{VM\_RST}}\right) \times \left(\frac{V_{IN\_REG}}{1V}\right) \times R_{IFB2} \quad (4.29)$$

$$R_{VM4} = \left(1.193 \times \left(\frac{V_{IN\_REG}}{V_{VM\_RST}}\right) - 1\right) \times R_{IFB2} \quad (4.30)$$

I problemi di rumore sul pin d'ingresso possono essere ridotti collocando un grande condensatore di filtro sul pin CLN. Per favorire la riduzione dell'effetto del rumore sarà bene collocare un condensatore sul pin VM.

## 4.1.5 Fase di carica condizionata dalla temperatura.



**Figura 4.15**  
Collegamento del  
termistore NTC.

La temperatura della batteria è misurata ponendo un termistore NTC (Negative Temperature Coefficient resistor, un resistore il cui valore di resistenza decresce al crescere della temperatura) vicino al pacco batteria. Per usare questa funzione bisogna collegare il termistore NTC tra il pin NTC (Thermistor Input) e massa e collegare un resistore R3, dal pin BIAS (Regulated Output) al pin NTC. La tensione sul pin NTC determina se la temperatura della batteria è sicura per la fase di carica. I comparatori CP3 e CP4 ricevono in ingresso la

tensione ai capi del termistore e la confrontano con delle soglie. La soglia del CP4 è impostata al 75% della tensione sul pin BIAS (soglia fredda), mentre la soglia del CP3 è impostata al 35% della  $V_{BIAS}$ . (soglia calda). Quando la tensione al pin NTC è sotto al 35% della tensione  $V_{BIAS}$  o sopra al 75% sempre della tensione  $V_{BIAS}$  il dispositivo arresta il ciclo di carica. Quando la carica è in pausa,

il PMOS d'uscita è spento e la corrente di carica scende a zero. Se la carica della batteria è nella fase di carica di trickle e il tempo della funzione di rilevamento di mal funzionamento della batteria è attivo, questo tempo verrà stoppato fino a quando il termistore indica un ritorno di temperatura a livelli validi. Se invece il dispositivo stava caricando la batteria a una tensione costante e il tempo di fine carica era attivo, questo tempo verrà fermato fino a quando il termistore NTC indica un ritorno di temperatura a livelli validi. Una volta che la tensione al pin NTC ritorna a stare in un range dal 40% al 70% della  $V_{BIAS}$  la carica è ripresa.

In una semplice applicazione ipotizzeremo che la resistenza R3 sia uguale alla resistenza del termistore NTC alla temperatura di 25°C (detta anche R25) ), così che il pin NTC si porti esattamente al 50% del BIAS. Con il calare della temperatura la resistenza del termistore NTC cresce mentre con l'aumentare della temperatura la resistenza del termistore NTC diminuisce. In queste ipotesi il dispositivo sospende la carica quando la resistenza del termistore NTC è minore del valore di  $0.54 \cdot R_{25}$  (soglia calda) o quando il valore della resistenza del termistore è maggiore di  $3 \cdot R_{25}$  (soglia fredda).

Se si vuole procedere più raffinatamente, la soglia di caldo o quella di freddo possono essere regolate impostando il valore di R3 secondo una delle seguenti formule (si tenga conto che  $1.857 = 1/0.54$ ):

$$R3 = \frac{R_{NTC} \quad a \quad soglia \quad fredda}{3} \quad (4.31)$$

$$R3 = 1.857 \times R_{NTC} \quad a \quad soglia \quad calda \quad (4.32)$$

Si noti che con un solo grado di libertà, l'utente può solo utilizzare una sola della formule riportate qui sopra per impostare o la soglia fredda o la soglia calda, ma non entrambe. Se il valore di R3 è impostato per regolare la soglia fredda quindi si è usata l'espressione 4.31, il valore della resistenza del termistore che fa scattare l'allerta di soglia calda è pari a  $0.179 \cdot (R_{NTC} \text{ a soglia fredda})$ . Analogamente se il valore di R3 è impostato per regolare la soglia calda quindi si

è usata l'espressione 4.32, il valore della resistenza del termistore che fa scattare l'allerta di soglia fredda è uguale a  $5.571 \cdot (R_{NTC} \text{ a soglia calda})$ .

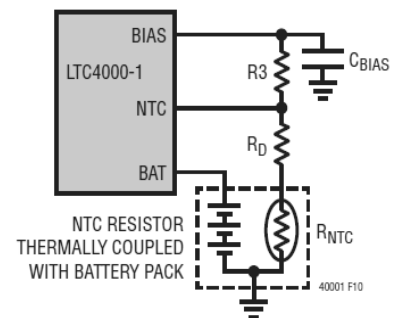
Sarebbe possibile regolare simultaneamente la soglia calda e quella fredda indipendentemente inserendo un altro resistore che introduca un ulteriore grado di libertà. Il resistore  $R_D$ , inserito come mostrato in Figura 4.16, in effetti, riduce la sensibilità della termocoppia: pertanto, intuitivamente, l'introduzione di questo resistore tenderà ad aumentare la distanza fra la soglia calda e la soglia fredda. Con questo nuovo approccio i valori di  $R_3$  e di  $R_D$  possono essere calcolati secondo le seguenti formule:

$$R_3 = \frac{R_{NTC} \text{ a soglia fredda} - R_{NTC} \text{ a soglia calda}}{2.461} \quad (4.33)$$

$$R_D = 0.219 \times R_{NTC} \text{ a soglia fredda} - 1.219 \times R_{NTC} \text{ a soglia calda} \quad (4.34)$$

Questo metodo può solo essere usato per desensibilizzare l'effetto termico del termistore e quindi allontanando la soglia calda e la soglia fredda l'una dall'altra.

Se il risultato dell'espressione che calcola la resistenza  $R_D$  ha un valore negativo significa che, le soglie di temperatura scelte sono troppo vicine l'una con l'altra e che è necessaria una maggiore sensibilità del termistore. Per aumentare la sensibilità termica in modo tale che la banda delle temperature valide sia molto inferiore ai  $40^\circ\text{C}$  sarà necessario utilizzare una termocoppia più sensibile di quanto non ipotizzato in precedenza, oppure è possibile mettere un termistore PTC (Positive Thermal Coefficient resistor) in serie alla resistenza  $R_3$  collegandolo tra il pin BIAS e il pin NTC. Chiaramente anche questo termistore deve essere anche termicamente accoppiato con la batteria. Si noti anche che questo metodo incrementa il numero di rilevamenti termici connessi al pacco batteria da un filo a tre fili.



**Figura 4.16** Termistore NTC collegato con la resistenza  $R_D$ .

Per disabilitare questa funzione basta lasciare il pin NTC aperto o collegarlo a un condensatore.

## 4.1.6 Indicatori di stato.

I pin FLT e CHRG (entrambi attivi bassi) danno indicazioni sullo stato del dispositivo. La tabella riporta le varie configurazioni con vari stati.

FLT	CHRG	STATO
0	0	Termistore NTC fuori dal range - Carica sospesa
1	0	Fase di carica normale
0	1	Carica terminata e rilevamento di un mal funzionamento
1	1	$V_{IBMON} < (V_{C/X} - 10mV)$

**Tabella4.3 Indicatori di stato FLT e CHRG**

Si noti che  $V_{IBMON} < (V_{C/X} - 10mV)$  corrisponde alla fine della fase di carica solo se C/X termination è selezionata: in particolare, quindi, potrebbe esservi attiva la carica di assorbimento o quella tampone e non venire segnalata.

È possibile collegare, per ciascun pin, un diodo led in serie con una resistenza alimentati dal pin BIAS, per fornire una indicazione visiva degli indicatori di stato. Si possono cortocircuitare a terra questi pin nel caso non vengano utilizzati.

## 4.2 Convertitore DC/DC LT3845A.

L'integrato LT3845A è un convertitore DC/DC in discesa (buck converter) progettato dalla Linear Technology. Accetta in ingresso un range di tensioni che va da 4V fino a 60V, utilizza una frequenza costante programmabile e pilota due N-MOSFET esterni. Molti circuiti interni sono polarizzati da un regolatore lineare interno. È dotato della funzione Burst Mode che è impiegata, per massimizzare l'efficienza quando all'uscita non vi è la presenza di carichi o ci sono carichi molto piccoli. Contiene una funzione Reverse-Current Inhibit che permette di massimizzare l'efficienza mentre in uscita sono presenti carichi leggeri. Volendo, si può abilitare anche la funzione di Soft-Start che controlla la dinamica di risposta della tensione d'uscita durante l'avvio. La Figura 4.17 mostra in sintesi il nostro convertitore mentre la Figura 4.18 mostra lo schema a blocchi.

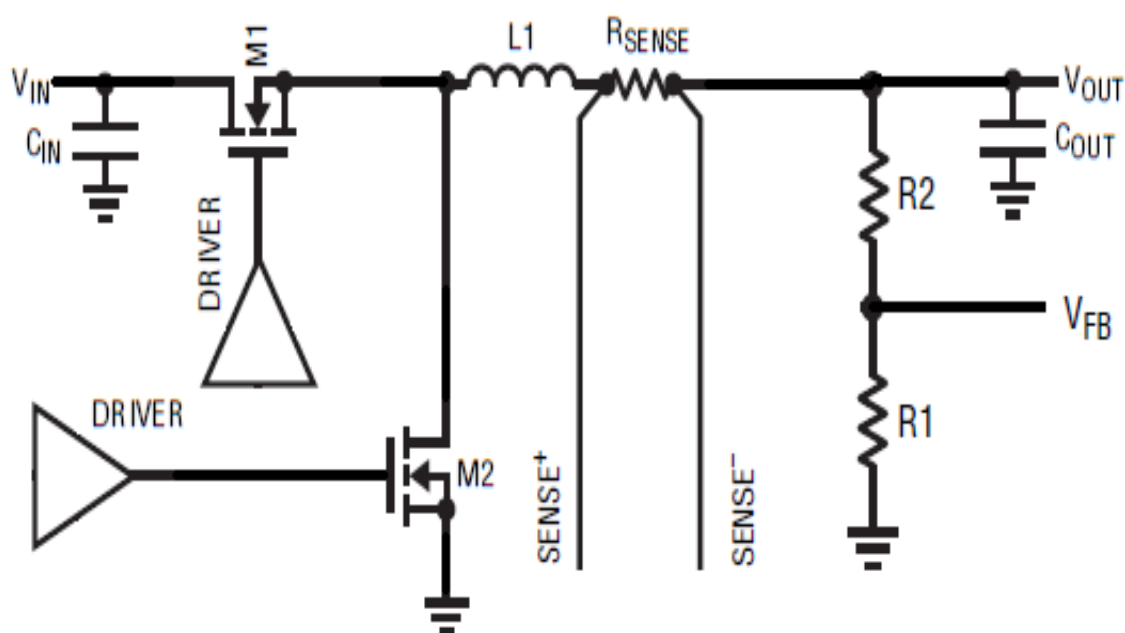


Figura 4.17. Convertitore LT3845A



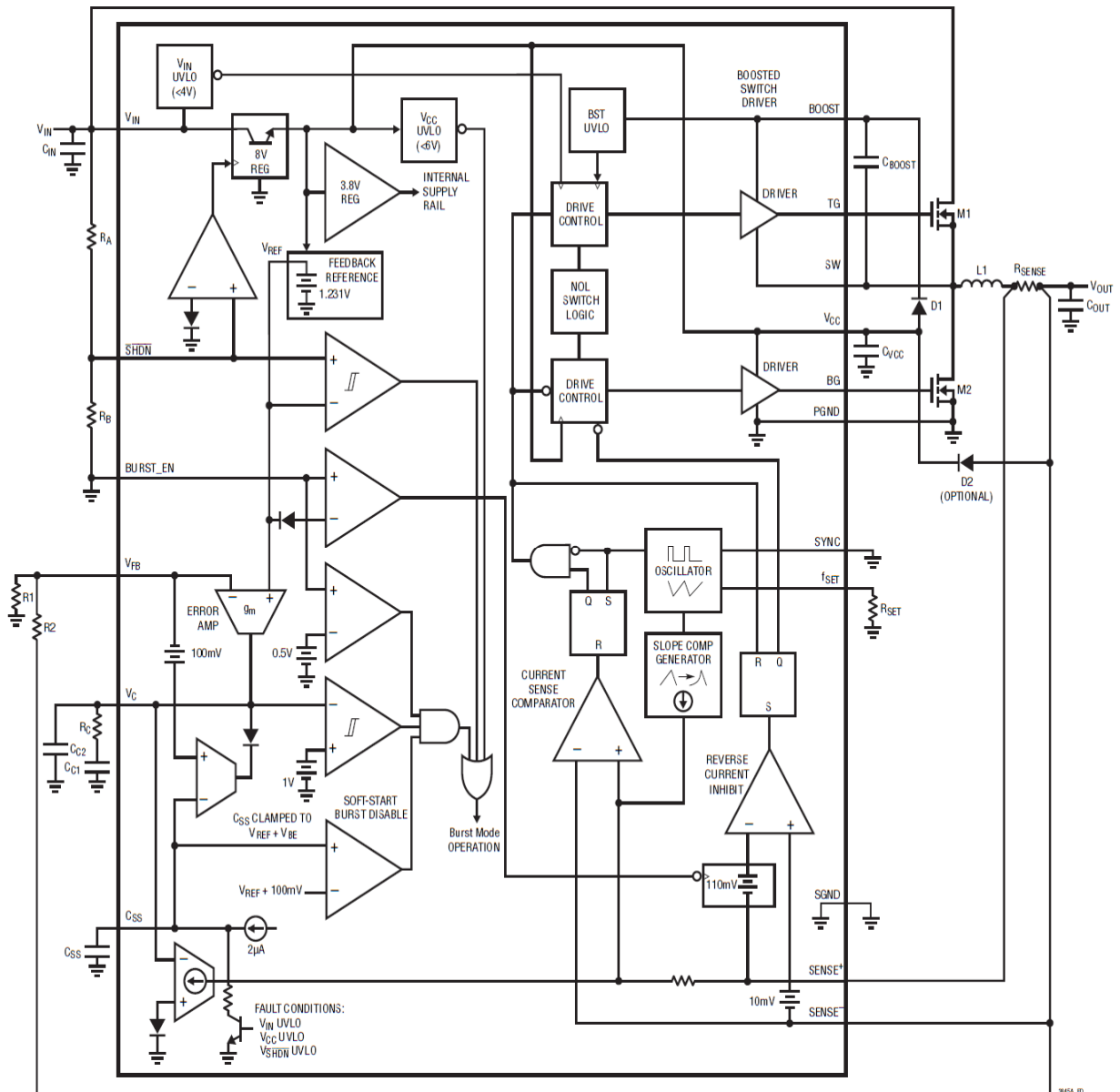


Figura 4.18 Schema a blocchi LT3845A

## 4.2.1 Principio di funzionamento.

Il dispositivo LT3845A controlla la tensione d'uscita tramite il pin  $V_{FB}$  (output voltage feedback pin). Questo pin è esternamente connesso alla tensione d'uscita tramite un partitore di tensione formato dalle resistenze  $R_1$  e  $R_2$  con nodo centrale proprio su questo pin. Internamente il pin in questione è collegato all'ingresso negativo dell'amplificatore d'errore. La differenza tra la tensione su questo pin e una tensione di riferimento interna pari a 1.231V è amplificata per generare una tensione d'errore sul pin  $V_C$  (nodo di uscita dell'error amplifier) la quale è trasformata in soglia di corrente per il comparatore di corrente. Durante un normale funzionamento, il dispositivo ha al suo interno un oscillatore che opera alla frequenza impostata utilizzando la resistenza  $R_{SET}$  che è connessa sul pin  $f_{SET}$ . All'inizio di ogni ciclo, il driver che pilota il mosfet M1 è abilitato mentre il driver che pilota il mosfet M2 risulta essere disabilitato. Questo driver resta attivo fino a quando la corrente rilevata sul mosfet M1, tramite la resistenza  $R_{SENSE}$ , è maggiore della soglia di corrente impostata tramite la tensione ricavata sul pin  $V_C$ . Quando invece la corrente rilevata su  $R_{SENSE}$ , è minore della soglia di corrente impostata sul pin  $V_C$  il driver che pilota M1 viene disabilitato. Se la soglia della corrente del comparatore non è ottenuta per l'intero ciclo dell'oscillatore, il pilotaggio del driver è disabilitato alla fine del ciclo (tipicamente 350ns).

## 4.2.2 Requisiti di potenza.

L'integrato è polarizzato grazie a un regolatore lineare interno che genera delle tensioni stabilizzate di servizio. Di fatto tutta la circuiteria all'interno dell'integrato è polarizzata tramite questo regolatore lineare (chiamato anche  $V_{CC}$ ) che in ingresso è collegato al pin  $V_{IN}$  e uscita al suo omonimo pin  $V_{CC}$  (internal bias supply decoupling node). Questo ultimo pin deve essere disaccoppiato dal pin PGND (massa di potenza): per far ciò basta collegare un condensatore a basso ESR di almeno 1 $\mu$ F. Il regolatore ( $V_{CC}$ ) genera una tensione in uscita di 8V purché vi sia un'ampia tensione sul pin  $V_{IN}$ . Questo regolatore ha approssimativamente 1V di tensione di dropout. L'integrato LT3845A ha bisogno per avviarsi di una  $V_{IN} > 7.5V$ . Questo assicura che il regolatore interno abbia un

ampio margine per portare la tensione sul pin  $V_{CC}$  sopra la propria soglia di UVLO. Il regolatore lineare può solo erogare corrente verso il pin  $V_{CC}$  per regolare la tensione a 8V, quindi se si forza il pin  $V_{CC}$  sopra la tensione regolata (fino ad un massimo di 20V) il regolatore lineare viene sollevato dall'erogazione della corrente. Questo stratagemma consente l'uso di potenza ricavata esternamente, minimizzando la potenza dissipata nel circuito integrato dal regolatore lineare. Se  $V_{CC}$  è mantenuto entro il campo di valori utile utilizzando una sorgente esterna, il dispositivo può operare anche con tensioni d'ingresso  $V_{IN}$  basse fino a 4V. Quando l'integrato usa il regolatore lineare per generare  $V_{CC}$  a partire dalla tensione di ingresso, la potenza dissipata può diventare un problema con tensioni alte in ingresso. Le correnti che pilotano i gate, che sono tipicamente comprese da 5mA fino 15mA per mosfet, possono creare considerevoli dissipazione di potenza. Il regolatore interno fornisce all'avvio potenza ai gate fino a che la carica totale sui gate non sia di 180nC. Il regolatore può lavorare continuamente, purché la sua potenza dissipata non superi i 250mW. La potenza dissipata dal regolatore è calcolata come segue:

$$P_{D(REG)} = (V_{IN} - 8V) \times (f_{SW} \times Q_{G(TOTAL)} + 3mA) \quad (4.35)$$

dove  $Q_{G(TOTAL)}$  è la carica totale dei gate dei N-mosfet sul pin TG e sul pin BG. In applicazioni dove questa potenza non è dissipabile,  $V_{CC}$  deve essere ricavata da una sorgente esterna dopo l'avvio. Nelle applicazioni con tensione d'uscita compresa tra 9V e 20V (il nostro caso), la alimentazione di  $V_{CC}$  e  $V_{BOOST}$  dall'uscita del convertitore è banale perché è sufficiente connettere un diodo dall'uscita fino a questi pin.

### 4.2.3 Scelta della resistenza che rileva la corrente sull'induttore.

La resistenza ( $R_{SENSE}$ ) rileva e monitorizza la corrente dell'induttore. Il suo valore è scelto in base alla massima corrente in uscita applicata al carico. Essa è connessa tra il pin SENSE+ e il pin SENSE- che sono i pin positivo e negativo

dell'amplificatore della corrente rilevata. L'amplificatore ha una massima soglia di tensione che dipende dal duty-cycle. Il massimo picco di corrente è calcolato come segue:

$$I_{PEAK(MAX)} = \frac{100mV - 45mV \times \left( \frac{V_{OUT}}{V_{IN}} \right)}{R_{SENSE}} \quad (4.36)$$

dove la corrente  $I_{PEAK(MAX)}$  è la massima corrente in uscita più mezzo picco del ripple di corrente  $\Delta I$ . Rigirandosi la formula si calcola  $R_{SENSE}$ .

$$R_{SENSE} = \frac{100mV - 45mV \times \left( \frac{12V}{18.1V} \right)}{28.06A} = 2.5m\Omega$$

Tipici valori di questa resistenza sono compresi tra un range che va da  $0.005\Omega$  a  $0.05\Omega$ .

#### 4.2.4 Impostazione della frequenza di lavoro.

La scelta della frequenza di lavoro è un compromesso tra l'efficienza e le dimensioni dei componenti. Se si lavora a basse frequenze si migliora l'efficienza riducendo le perdite di commutazione dei mosfet e le perdite di carica dei gate. Tuttavia, il funzionamento a basse frequenze richiede maggior induttanza per una data quantità di corrente di ripple: questo fa sì che le dimensioni dell'induttore siano più grandi e che il costo aumenti. Il dispositivo utilizza una frequenza costante, che è compresa tra 100kHz fino a 500kHz ed è impostata tramite un resistore ( $R_{SET}$ ) collegato tra il pin  $f_{SET}$  e massa. Il pin  $f_{SET}$  programma la frequenza dell'oscillatore interno grazie proprio a questa resistenza. Questo pin ha una tensione nominale di 1V. Il valore della resistenza  $R_{SET}$  per una data frequenza di lavoro può essere scelto usando la Figura 4.19 o essere calcolato tramite la seguente espressione:

$$R_{SET} (k\Omega) = 8.4 \times 10^4 \times f_{SW}^{(-1.31)} \quad (4.37)$$

dove  $f_{SW}$  è la frequenza di commutazione degli switch. Se si desidera, l'oscillatore può essere sincronizzato con un oscillatore esterno collegandolo al pin SYNC. In questo caso è necessario impostare la resistenza  $R_{SET}$  in modo tale che la frequenza dell'oscillatore interno sia dal 10% al 25% inferiore alla frequenza del clock esterno. Se non si desidera un clock esterno si deve connettere il pin SYNC a massa. La Figura 4.19 e la tabella 4.4 mostrano i valori di  $R_{SET}$  per un dato valore di  $f_{SW}$ .

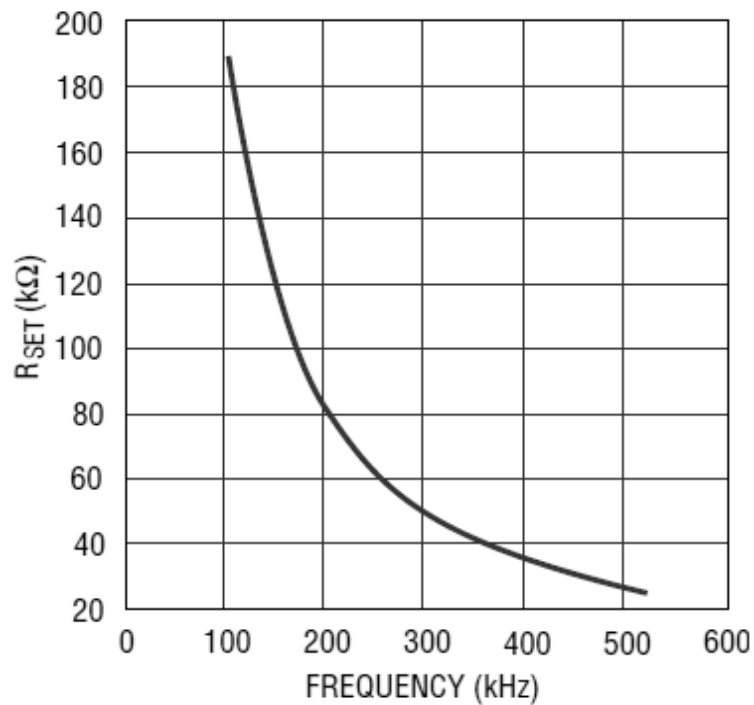


Figura 4.19 Scelta della resistenza  $R_{SET}$

<b><math>f_{SW}</math>(kHz)</b>	100	150	200	250	300	350	400	450	500
<b><math>R_{SET}</math>(kΩ)</b>	191	118	80.6	63.4	49.9	40.2	33.2	27.4	23.2

Tabella 4.4 Scelta della resistenza  $R_{SET}$

Per questo progetto sceglierò un frequenza di lavoro pari a 300kHz, così facendo avremo un buon compromesso tra l'efficienza e le dimensioni dei componenti. La resistenza  $R_{SET}$  sarà pari a 49.9k $\Omega$ .

## 4.2.5 Scelta dell'induttore.

I parametri critici per selezionare un induttore sono: il minimo valore dell'induttanza, la produzione volt-secondo, la corrente di saturazione e la corrente massima efficace (RMS). Per una dato valore di  $\Delta I_L$ , il minimo valore dell'induttanza è calcolato come segue:

$$L \geq V_{OUT} \times \frac{V_{IN(MAX)} - V_{OUT}}{f_{SW} \times V_{IN(MAX)} \times \Delta I_L} \quad (4.38)$$

dove  $f_{SW}$  è la frequenza di commutazione degli switch. La  $\Delta I_L$  ha un tipico range di valori che va da dal 20% fino al 50% della  $I_{OUT(MAX)}$ , dove la  $I_{OUT(MAX)}$  è la massima corrente che alimenta il carico. Usando un valore di  $\Delta I_L = 0.3 \cdot I_{OUT(MAX)}$  si ha un buon compromesso di progettazione tra le performance dell'induttore rispetto alle dimensioni e il costo di quest'ultimo. Questo valore produce un ripple del  $\pm 15\%$  della  $I_{OUT(MAX)}$ , nella corrente d'uscita. Bassi valori di  $\Delta I_L$  richiedono grandi e costosi induttori. Invece alti valori di  $\Delta I_L$  aumentano il picco di corrente, richiedendo più filtri all'ingresso e alla'uscita. L'espressione 4.38 risulterà:

$$L \geq 12V \times \frac{18.1V - 12V}{300kHz \times 18.1V \times 7.24} \geq 1.85\mu H$$

Per quanto riguarda i parametri sulla corrente di saturazione e sulla corrente massima efficace si deve imporre tali specifiche all'induttanza. Quando si sceglie un induttore basandosi sulla corrente di saturazione, bisogna utilizzare la corrente di picco che attraversa l'induttore, pari a  $I_{OUT(MAX)} + \Delta I_L / 2$ . Quando invece si sceglie un induttore basandosi sulla corrente RSM, si deve utilizzare la corrente media che attraversa l'induttore pari a  $I_{OUT(MAX)}$ .

## 4.2.6 Dimensionamento dei mosfet esterni.

Per la scelta degli N-MOS esterni si devono considerare i seguenti criteri che sono: la resistenza drain-source  $R_{DS(ON)}$ , la capacità di feedback  $C_{RSS}$  (detta anche capacità di Miller o capacità gate-drain), la massima tensione drain-source  $V_{DSS}$ , la carica totale sul gate  $Q_G$  e la massima corrente continua di drain. Per massimizzare l'efficienza si dovrebbe ridurre la resistenza  $R_{DS(ON)}$  e il valore della capacità  $C_{RSS}$ . Bassi valori della resistenza di drain-source riducono le perdite di conduzione, mentre bassi valori della capacità di Miller riducono le perdite di transitorio. Il problema è che la resistenza  $R_{DS(ON)}$  è inversamente proporzionale alla capacità  $C_{RSS}$ . Per la scelta del mosfet M1, quello sul lato alto, una buona idea è quella di avere un buon compromesso tra le perdite di conduzione e le perdite di transitorio. Mentre per il mosfet M2, quello sul lato basso, sincrono con il diodo, sono più importanti le perdite di conduzione, le quali peggiorano durante una condizione di cortocircuito o con un duty cycle molto basso. Le perdite di conduzione possono essere calcolate come segue:

$$P_{COND(M1)} = I_{OUT(MAX)}^2 \times \frac{V_{OUT}}{V_{IN}} \times R_{DS(ON)} \quad (4.39)$$

$$P_{COND(M2)} = I_{OUT(MAX)}^2 \times \frac{V_{IN} - V_{OUT}}{V_{IN}} \times R_{DS(ON)} \quad (4.40)$$

Si noti che la resistenza  $R_{DS(ON)}$  è proporzionale all'andamento della temperatura e ha una forte dipendenza. Normalmente i data sheet dei mosfet includono un grafico che mostra la curva caratteristica tra la resistenza  $R_{DS(ON)}$  e la temperatura. Ritornando al mosfet M1 le perdite del transitorio sono proporzionali a  $V_{IN}^2$  e possono essere considerevolmente grandi in applicazioni con tensioni d'ingresso elevate ( $V_{IN} > 20V$ ). Le perdite di transitorio possono essere calcolate come segue:

$$P_{TRAN(M1)} = k \times V_{IN}^2 \times I_{OUT(MAX)} \times C_{RSS} \times f_{SW} \quad (4.41)$$

dove  $k$  è una costante inversamente proporzionale alla corrente che pilota il gate. Infine la potenza massima di dissipazione sui mosfet risulta:

$$P_{M1(TOTAL)} = P_{COND(M1)} + P_{TRAN(M1)} \quad (4.42)$$

$$P_{M2(TOTAL)} = P_{COND(M2)} \quad (4.43)$$

Per ottenere un'elevata efficienza di alimentazione, mantenere la potenza totale di dissipazione, in entrambi gli switch, minore al 3% della potenza totale in uscita. In oltre completare un'analisi termica per garantire che la temperatura di giunzione del mosfet  $T_J$  non superi il suo valore massimo che tipicamente è di 150°C. Questa temperatura si può calcolare dalla seguente equazione:

$$T_J = T_A + P_{(TOTAL)} \times \theta_{JA} \quad (4.44)$$

dove  $T_A$  è la temperatura ambiente e  $\theta_{JA}$  è la resistenza termica del package. Per quanto riguarda la specifica della tensione  $V_{DSS}$  bisogna sceglierla in modo che sia maggiore della massima tensione tra drain e source, la quale risulta essere la  $V_{IN(MAX)}$  più le oscillazioni indesiderate sul nodo di switch.

Il regolatore lineare interno è in grado di erogare una corrente di 40mA, perciò sarà bene limitare la carica totale sul gate  $Q_G$  a un valore di 35mA/f<sub>SW</sub>. La curva caratteristica tra  $Q_G$  e  $V_{GS}$  è spesso riportata sul manuale del mosfet. Si dovrà utilizzare una  $Q_G$  a un valore di tensione  $V_{GS}$  di 8V. I manuali dei mosfet oltre al valore di  $Q_G$  danno anche come specifica una massima corrente continua di drain che in questo caso deve essere maggiore del valore della corrente di picco, quindi maggiore di  $I_{OUT(MAX)} + \Delta I_L / 2$ .

Nel nostro caso, il mosfet M1 dovrà lavorare con il tempo di accensione  $t_{ON}$  calcolato come segue:

$$t_{ON} = \frac{V_{OUT}}{V_{IN} \times f_{SW}} = \frac{12}{18.1 \times 300kHz} = 2.2\mu s > t_{ON(MIN)} \quad (4.45)$$



dove  $t_{ON(MIN)}$  è la minor quantità di tempo che l'integrato LT3845A impiega per accendere e spegnere il mosfet M1. Nel peggiore dei casi il suo valore è di 400ns e come si vede la disequazione è ampiamente soddisfatta. Esso è determinato da i ritardi di temporizzazione interni e dalla quantità di carica di gate necessaria per l'accensione del mosfet. Se il tempo  $t_{ON}$  si riduce sotto il valore di  $t_{ON(MIN)}$  il dispositivo inizierà a saltare alcuni cicli di lavoro. L'uscita sarà comunque regolata, ma il ripple di corrente e ripple di tensione risultano incrementati.

## 4.2.7 Condensatore d'ingresso e d'uscita.

Il convertitore buck richiede un condensatore d'ingresso di bypass perché la corrente d'ingresso è ad impulsi. I criteri per scegliere questo condensatore sono basati sulle dimensioni della capacità del condensatore e sul valore efficace di corrente (RMS) del condensatore. Le dimensioni della capacità determinano il ripple della tensione d'ingresso, mentre il valore efficace di corrente è usato per impedire il surriscaldamento sul condensatore. Le dimensioni della capacità sono calcolate in base al valore massimo di ripple della tensione d'ingresso  $\Delta V_{IN}$  dalla seguente espressione:

$$C_{IN} = \frac{I_{OUT(MAX)} \times V_{OUT}}{\Delta V_{IN} \times f_{SW} \times V_{IN(MIN)}} \quad (4.46)$$

$$C_{IN} = \frac{24.16A \times 12V}{0.2V \times 300kHz \times 18.1V} = 266\mu F$$

dove  $\Delta V_{IN}$  è scelto dall'utente. Valori plausibili di  $\Delta V_{IN}$  vanno da 100mV a 200mV. Condensatori elettrolitici in alluminio sono una buona scelta per alti livelli di tensioni, a causa della loro elevata capacità per unità d'area. Il valore efficace di corrente del condensatore è così calcolato:

$$I_{CIN(RMS)} = I_{OUT} \sqrt{\frac{V_{OUT} \times (V_{IN} - V_{OUT})}{V_{IN}^2}} \quad (4.47)$$

Per la corrente RMS invece la formula è la seguente:

$$I_{CIN(RMS)} = 24.16A \sqrt{\frac{12V \times (18.1V - 12V)}{327.16V^2}} = 11.42A$$

Il valore efficace di corrente del condensatore è normalmente specificato sul suo manuale e deve essere superiore del valore calcolato dall'espressione 2.48. A causa del loro basso valore di ESR (Equivalent Series Resistance) i condensatori ceramici sono una buona scelta per alti livelli di tensioni, permettendo un alto valore efficace di corrente del condensatore. La combinazione tra condensatori elettrolitici in alluminio e condensatori ceramici è un approccio economico per soddisfare i requisiti del condensatore d'ingresso.

Il condensatore d'uscita è scelto in base al valore di ripple della tensione d'uscita ( $\Delta V_{OUT}$ ) e in base al transitorio del carico richiesto.  $\Delta V_{OUT}$  è in funzione della  $\Delta I_L$  e del valore ESR del condensatore d'uscita. Viene così calcolata:

$$\Delta V_{OUT} = \Delta I_L \times \left( ESR + \frac{1}{(8 \times f_{SW} \times C_{OUT})} \right) \quad (4.48)$$

Il massimo valore di ESR richiesto per soddisfare un dato valore di  $\Delta V_{OUT}$  può essere calcolato come segue:

$$ESR(MAX) = \frac{\Delta V_{OUT} \times L \times f_{SW}}{V_{OUT} \times \left( 1 - \frac{V_{OUT}}{V_{IN(MAX)}} \right)} \quad (4.49)$$

## 4.2.8 Impostazione della tensione d'uscita.

Il partitore di tensione come mostra la Figura 4.20, è formato dalle resistenze R1 e R2 e collegato tra l'uscita e massa con nodo centrale sul pin  $V_{FB}$ , imposta il valore della tensione d'uscita secondo la seguente formula:

$$R2 = R1 \left( \frac{V_{OUT}}{1.231V} - 1 \right) \quad (4.50)$$

$$R2 = 16.2k\Omega \left( \frac{15V}{1.231V} - 1 \right) = 182k\Omega$$

La tolleranza delle resistenze di retroazione aggiungerà un errore addizionale alla tensione d'uscita. Bisogna dunque utilizzare delle resistenze definite allo 1% di precisione. Il pin  $V_{FB}$  assorbe una tipica corrente di 25nA, perciò se si utilizzino partitori di resistenze con valori estremamente alti si avrà una tensione d'uscita leggermente più alta con un errore così stimato:

$$\Delta V_{OUT(BIAS)} = 25nA \times R2 \quad (4.51)$$

$$\Delta V_{OUT(BIAS)} = 25nA \times 182k\Omega = 4.55mV$$

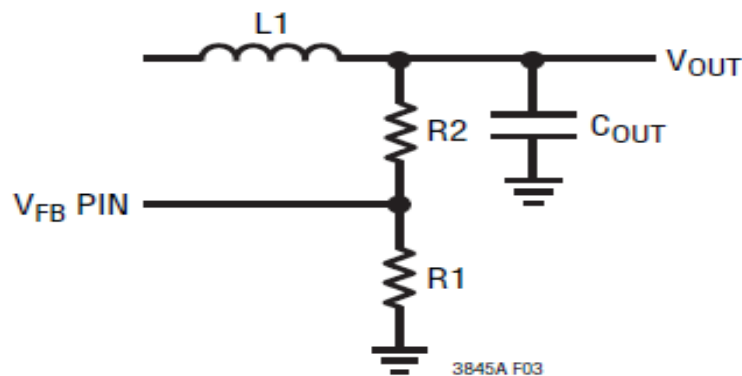


Figura 4.20 Partitore di tensione in uscita

# Conclusioni

Si è impostato il progetto di un impianto fotovoltaico a isola in grado di alimentare una pompa ad immersione situata nelle vicinanze di Cesena, per l'irrigazione di campi coltivati o l'irrigazione di giardini. L'impianto è stato dimensionato in modo tale da utilizzare la pompa da 600W solo in caso di bel tempo, per un'ora al giorno, in un periodo che va da Marzo fino a Ottobre.

Si è definita l'architettura dell'impianto così composto: il pannello fotovoltaico, l'accumulatore, il regolatore di carica, l'inverter. In seguito, dopo averne definite le specifiche, si è proceduto con il dimensionamento. Prima di tutto si è identificato il valore della radiazione solare media mensile giornaliera incidente al suolo nel mese di Ottobre, quello più critico: due pannelli collegati in parallelo sono più che sufficienti a caricare l'accumulatore con la capacità minima, 70Ah che il carico richiede, anche nella stagione meno favorevole.

Una parte importante della tesi è stata la scelta del sistema di controllo dei flussi energetici al fine di garantire il miglior servizio verso l'utilizzatore e la corretta gestione delle risorse, soprattutto per sfruttare al meglio l'energia disponibile dal pannello e prolungare la vita utile della batteria. Esso è composto dal convertitore DC/DC in discesa, il cui compito è quello di adattare la tensione dei pannelli a quella della batteria, e dall'integrato LTC4000-1 per gestire i flussi energetici nelle diverse situazioni in cui il sistema verrà ad operare. Le principali caratteristiche dell'integrato LTC4000-1 sono l'utilizzo di due interruttori statici esterni (PMOS) e di quattro distinti loop di controllo del DC/DC: il loop che regola la tensione sul pannello per l'estrazione della massima potenza, il loop che regola la massima corrente di carica della batteria, il loop che regola la tensione applicata alla batteria, il loop che regola la tensione all'utenza quando la batteria è carica e il pannello può da solo erogare la potenza necessaria.

L'integrato che effettua il controllo può essere programmato in modo da prevedere tre diverse modalità di gestione del fine carica, può effettuare il

monitoraggio della corrente e della tensione d'ingresso e di uscita, prevede l'opportunità di utilizzare un termistore in modo da garantire una gestione qualificata termicamente del processo di carica dell'accumulatore.

Nel corso del progetto mi sono reso conto che sarebbe stato inutilmente dispendioso dimensionare il pannello fotovoltaico per l'erogazione diretta dell'energia necessaria ad alimentare l'utilizzatore: in pratica, l'azionamento della pompa avrebbe inevitabilmente dovuto attingere energia dalle riserve accumulate nella batteria anche nel caso di massima erogazione da parte delle celle fotovoltaiche.

Un'altra cosa interessante è data dal fatto che non tutta l'energia che si riesce ad accumulare nella batteria potrà essere disponibile, ovvero che i processi di carica e scarica della batteria prevedono delle efficienze anche molto variabili in funzione della velocità e della temperatura con cui avvengono le reazioni chimiche al suo interno.

Il sistema progettato può essere facilmente ampliato per includere ulteriori carichi, ulteriori sorgenti, anche di diversa natura, e ulteriori più capienti accumulatori.

# Bibliografia

- *Progettare e installare un impianto fotovoltaico*, di Francesco P. Vivoli, edito dall'ENEA.
- *Quaderni di applicazione tecnica N.10. Impianti fotovoltaici*, ABB.
- *La tecnologia fotovoltaica stato dell'arte e potenzialità di impiego nei processi produttivi*, Raffaella Geletti, Elisa Tomasinsig, edito da AREA Science Park.
- *Guida alla progettazione degli impianti fotovoltaici*, Analist your software company.
- *Manuale pannello CS6C-145M*, Canadian Solar.
- *Manuale di installazione modulo solare*, Canadian Solar.
- *Manuale integrato LTC4000-1*, Linear Techonology Corporation.
- *Manuale convertitore DC/DC buck LT3845A*, Linear Techonology Corporation.
- *Manuale batteria FG2M009*, FIAMM.
- *Manuale batterie serie FG*, FIAMM.
- *Manuale batteria SMG*, FIAMM.
- *Manuale batteria LTE110*, Lipotech.
- *Manuale inverter Steca AJ*, Steca Elektronik
- *Manuale pompa serie Optima*, Matra.
- [www.solaritaly.enea.it](http://www.solaritaly.enea.it)
- <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
- [http://it.wikipedia.org/wiki/Accumulatore\\_di\\_carica\\_elettrica](http://it.wikipedia.org/wiki/Accumulatore_di_carica_elettrica)