

Università degli Studi di Padova
Facoltà di Ingegneria

Corso di Laurea Specialistica in
Ingegneria Elettrotecnica

Tesi di Laurea Specialistica:

**MICRO-RETI DI DISTRIBUZIONE:
CONTROLLO E MODELLI DELLE SORGENTI**

Relatore: **Prof. Ing. Mauro Andriollo**
(DIE, Dipartimento di Ingegneria Elettrica)

Laureando: **Fabio Benedetti**

Anno Accademico 2010/2011

INDICE

SOMMARIO.....	1
INTRODUZIONE	3
1 LE MICRO-RETI.....	5
1.1 Generalità	5
1.2 Struttura e caratteristiche di una micro/smart-grid.....	7
1.2.1 Power Management System	8
1.2.2 Tecnologie utilizzate per le sorgenti di energia.....	10
1.2.3 Controllo e gestione dei carichi	12
1.2.3.1 Riduzione del carico	13
1.2.3.2 Sistema intelligente di riduzione del carico.....	15
1.2.4 Sistemi di comunicazione.....	16
1.3 Ambiti di ricerca e problematiche principali per le micro-grid	17
2 ANALISI E MODELLI DELLE SORGENTI DI ENERGIA	19
2.1 Introduzione	19
2.2 Fotovoltaico	19
2.2.1 Modello di una schiera fotovoltaica con MPPT	22
2.2.2 Potenza in uscita da un impianto fotovoltaico.....	23
2.2.2.1 Componente deterministica della radianza giornaliera.....	24
2.2.2.1.1 Posizione del sole nel cielo	25
2.2.2.1.2 Calcolo della radianza	27
2.2.2.1.3 Calcolo irraggiamento giornaliero medio mensile.....	28
2.2.2.2 Componente stocastica della radianza giornaliera.....	29
2.2.2.3 Andamento della temperatura.....	30
2.3 Producibilità di un impianto fotovoltaico.....	33
2.4 Batterie.....	34
2.4.1 Batterie al piombo-acido	35

2.4.1.1	Caratteristiche	35
2.4.2	Modello di una batteria.....	36
2.5	Generatore Diesel	40
2.5.1	Modello del motore diesel.....	40
2.5.2	Modello del generatore sincrono.....	41
2.6	Eolico.....	46
2.6.1	L'energia del vento.....	46
2.6.2	Turbina eolica.....	47
2.6.3	Generatore eolico	50
2.6.4	Valutazione del potenziale energetico eolico.....	51
2.7	Inverter	55
2.7.1	Modello dell'inverter.....	57
2.7.2	Sistema di sincronizzazione con la rete.....	60
3	CONTROLLO DEI CONVERTITORI NELLE MICRO-RETI.....	61
3.1	Introduzione.....	61
3.2	Configurazioni di una micro-rete.....	62
3.2.1	Interfaccia tra micro-rete e rete pubblica	63
3.3	Aspetti legati alle caratteristiche degli inverter ed al loro controllo.....	64
3.4	Controllo dell'inverter delle sorgenti.....	64
3.4.1	Controllo della caduta di tensione e della caduta di frequenza	66
3.4.2	Controllo della potenza erogata dall'inverter	67
3.4.2.1	Controllo della potenza erogata dall'inverter mediante il controllo diretto del rapporto di modulazione M e sul controllo dell'angolo di sfasamento δ	67
3.4.2.2	Controllo della potenza erogata dall'inverter mediante controllo di corrente.....	73
3.4.3	Controllo della tensione continua in ingresso all'inverter.....	78
CONCLUSIONI.....		83
BIBLIOGRAFIA		85
APPENDICE A: Formalismo di Park		89
Codici Matlab		91

SOMMARIO

L'argomento trattato nel lavoro di questa tesi di laurea sono le micro-reti di distribuzione. In particolare vengono analizzate le principali sorgenti di energia che possono essere presenti in una micro-rete e viene analizzato il controllo del convertitore che interfaccia la maggior parte di queste sorgenti con la micro-rete.

Nel primo capitolo si introducono alcune tecniche per il controllo dell'energia elettrica nelle micro-reti, sia dal punto di vista della produzione da fonte distribuita, sia dal punto di vista dell'utilizzo in maniera efficiente da parte dei carichi. Tale tecniche sono già state sperimentate ed utilizzate negli anni in molteplici applicazioni industriali. Questi sistemi oggi possono essere riuniti ed utilizzati nel contesto di una rete elettrica che serva una limitata porzione di territorio o di utenze mediante l'introduzione di un sistema di controllo e di supervisione che ne coordini le funzioni. La rete diviene quindi "intelligente" e tende a superare le problematiche introdotte negli ultimi anni dal progressivo estendersi delle sorgenti rinnovabili a carattere aleatorio poiché la rete è dotata di capacità che ne attenuano le fluttuazioni.

Nel secondo capitolo vengono presentate varie sorgenti di energia distribuita: sistemi fotovoltaici, batterie, sistemi eolici, generatori diesel. Vengono modellizzate le sorgenti e viene analizzato il loro potenziale impatto in una rete.

Nel terzo capitolo si parla del controllo dei convertitori di interfaccia tra le sorgenti e la micro-rete. In particolare si presentano e vengono modellizzati in Simulink dei sistemi di controllo per gli inverter che collegano le fonti di energia distribuite alla rete.

INTRODUZIONE

Il consumo di energia elettrica è in continuo aumento e questo ha messo sempre più in evidenza i problemi legati all'approvvigionamento energetico, all'inquinamento, all'efficienza e al risparmio energetico. Questo ha spinto verso una produzione sempre maggiore di energia da impianti di produzione di piccola taglia distribuiti nel territorio, ovvero quella che è conosciuta come generazione distribuita (DG distributed generation). Questi tipi di impianti sono spesso legati alla produzione di energia da fonti rinnovabili: fotovoltaico, eolico, mini-idroelettrico... Se confrontate con le tecnologie utilizzate nelle grandi centrali termoelettriche tutte quelle utilizzate per la generazione distribuita consentono generalmente, ciascuna in misura diversa, di ridurre le emissioni nocive, in particolare CO₂, NO_x e SO₂, oltre a ridurre la dipendenza dalle fonti di energia fossili. In aggiunta impianti dalle dimensioni abbastanza contenute dovrebbero risultare più facilmente integrabili nell'ambiente circostante. Le reti di distribuzione dovranno ovviamente essere adattate a questo nuovo scenario di gestione dei flussi di energia, infatti il sistema di distribuzione dell'energia elettrica è stato progettato considerando un flusso di potenza unidirezionale, secondo gli schemi più classici della trasmissione dell'energia. La diffusione in larga scala della generazione distribuita è potenzialmente in grado di alleggerire il sistema di trasmissione e di risolvere in parte i crescenti problemi che sono costretti a fronteggiare gli operatori del sistema elettrico, correlati in buona sostanza all'aumento dei carichi, alle nuove politiche ambientali e alle pressioni economiche del mercato. Le unità di produzione distribuita possono operare direttamente in parallelo con la rete di distribuzione principale oppure all'interno di una micro-rete (micro-grid). Una micro-rete è un gruppo di carichi e sorgenti di energia operanti come un singolo sistema controllabile che fornisce energia elettrica ed eventualmente anche calore all'area locale. Le micro-reti si adattano bene all'uso di sistemi di automazione per migliorarne l'efficienza, rientrando quindi anche nel concetto di reti intelligenti (Smart-grid). Una smart-grid è una rete dove l'uso di sensori, di sistemi di misura, di comunicazione e di controllo consentono di innalzare la funzionalità e l'efficienza del sistema elettrico.

I vantaggi alla base delle micro-reti includono un aumento di efficienza economica e un'ottimizzazione delle risorse, infatti, si ha una riduzione dei costi di trasporto di energia (si consuma dove si produce), migliore gestione della produzione e dei carichi e una maggiore continuità di servizio. I benefici ambientali ed economici delle micro-reti, e di conseguenza, l'accettabilità e il grado di proliferazione nel settore dell'alimentazione elettrica, sono in primo luogo determinati dalla capacità di controllo e dalle caratteristiche operative. Gli obiettivi di una micro-rete sono:

- Massimo utilizzo delle fonti rinnovabili
- Risparmio ed efficienza energetica
- Qualità della fornitura elettrica.

Lo sviluppo delle micro-reti, grazie anche alle opportunità offerte dalle fonti rinnovabili, possono avere un effetto importante per l'elettrificazione di zone rurali in paesi in via di

sviluppo, oltre ovviamente al beneficio economico che possono introdurre con la loro applicazione in medie e grandi infrastrutture anche nei paesi già elettrificati. Le micro-reti sono solitamente usate in piccole aree urbane o in piccole aree industriali. Esse offrono diversi benefici ai consumatori: maggiore affidabilità, maggiore power quality, in alcuni casi un'energia più ecologica e un risparmio economico, grazie anche alle opportunità offerte dal mercato elettrico. Inoltre la generazione distribuita può essere un vantaggio per la rete pubblica riducendo le congestioni.

CAPITOLO 1

1 LE MICRO-RETI

1.1 Generalità

Le Micro-reti (micro-grid) sono piccoli sistemi di distribuzione locali contenenti generatori e carichi, il cui funzionamento potrebbe essere totalmente separato (autonomo o in isola) dal sistema di distribuzione principale o ad esso collegato (non autonomo). Una micro-rete è gestita da un centro di controllo, che monitorizza la domanda / offerta di energia e ottimizza l'utilizzo dei diversi generatori distribuiti e dei carichi. Il concetto di micro-rete si concentra sull'integrazione di più sorgenti di energia di diverso tipo, con diversi aspetti relativi all'interfaccia tra sorgenti e rete (compresa l'applicazione dell'elettronica di potenza e sistemi di controllo) e all'affidabilità. Una struttura tipica di micro-rete è rappresentata in figura 1.1.

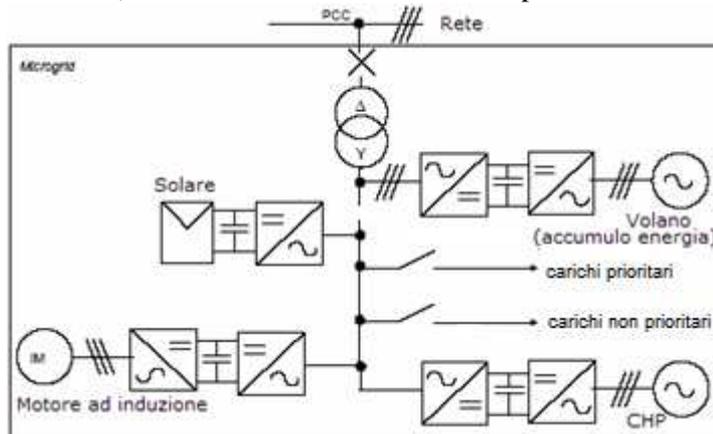


Fig. 1.1 Esempio di Micro-rete

Una rete totalmente autonoma può risultare conveniente in aree dove sia particolarmente carente la rete di trasmissione e/o di distribuzione, o dove la sua costruzione sia decisamente antieconomica e, più in generale, in tutti quei casi in cui si avverta in modo particolare il peso del costo della trasmissione e della distribuzione. Per contro, questa potenziale riduzione di costi potrebbe essere completamente vanificata dalla necessità di fornire alla micro-rete un livello di affidabilità comparabile con quello della rete pubblica, e comunque adatto alle esigenze degli utenti alimentati. In particolare, nel caso delle micro-reti autonome, il dispacciamento dell'energia prodotta da risorse distribuite e le problematiche connesse alla regolazione della frequenza e della potenza, richiedono l'adozione di idonee tecniche di controllo, simili a quelle che dovranno essere impiegate per la gestione della generazione distribuita nelle reti di distribuzione pubblica, e di adeguati sistemi di comunicazione.

Il discorso è invece differente per le micro-reti non autonome che, anche se lasciano ai consumatori e ai produttori l'onere dello sviluppo, della realizzazione e del mantenimento della rete, presentano l'indubbio e grande vantaggio di poter utilizzare la rete di distribuzione in modo da avere fissate tensione e frequenza di riferimento, di poter fornire potenza agli

utenti anche in caso di perdita di risorse distribuite e di consentire la vendita alla rete di eventuali esuberanti di produzione di energia. Un altro aspetto molto importante, infine, è che la micro-rete può garantire l'alimentazione, per lo meno parziale, delle utenze ad essa afferenti anche nell'eventualità in cui si abbiano guasti nella rete pubblica di distribuzione, aumentando quindi il livello di qualità del servizio. L'interfaccia con la rete principale vede la micro-rete come un unico nodo, con possibilità di dispacciare l'energia in modi diversi all'interno del sistema locale di distribuzione di energia elettrica e se necessario la disconnette dalla rete principale, per esempio in caso di guasto. Se la rete principale a cui la micro-rete è connessa deve comunque essere in grado di alimentare tutte le utenze anche qualora si abbiano avarie e problemi alla DG, si avrebbero evidentemente pochi vantaggi per l'ente distributore, in quanto gli impianti di distribuzione dell'ente dovrebbero essere in ogni caso dimensionati per far fronte alla condizione più sfavorevole. Un altro aspetto essenziale è sicuramente quello legato al funzionamento in isola della micro-rete a seguito di eventuali guasti nella rete di distribuzione, che può consentire di migliorare il livello di continuità del servizio per gli utenti connessi. Affinché il sistema possa risultare efficiente è tuttavia necessario che la micro-rete possa passare dal funzionamento in parallelo a quello in isola in breve tempo, garantendo livelli di qualità adeguati. A tal proposito sarà necessario che vi siano efficienti sistemi di comunicazione tra rete, sorgenti di produzione e carichi, in modo che si possa individuare rapidamente quale risorsa possa eventualmente operare da "centrale pilota" per controllare la produzione di potenza attiva e reattiva delle altre in modo efficiente, per la regolazione della tensione e della frequenza e attivare un opportuno programma di riduzione del carico (per i carichi non sensibili) qualora la produzione non sia in grado di far fronte alla domanda di energia degli utenti.

In una micro rete si notano quattro elementi fondamentali:

- la generazione locale (distribuita)
- il controllo di potenza dei carichi
- l'interfaccia verso la rete principale
- il sistema di gestione della micro-rete.

A seconda del livello di penetrazione delle sorgenti di energia rinnovabili, dei vincoli imposti dai carichi e dalla power quality, delle strategie imposte dalla partecipazione al mercato elettrico, il controllo necessario e le strategie operative di una micro-rete possono essere significativamente diverse da quelle dei sistemi di alimentazione convenzionali. Le principali ragioni sono:

- aleatorietà delle sorgenti da fonti rinnovabili
- sorgenti che necessitano l'uso di convertitori statici
- necessità di gestire sistemi di accumulo dell'energia
- necessità di mantenere un certo livello di power quality
- gestione di connessioni e disconnessioni di sorgenti e carichi anche per ragioni economiche.

L'introduzione di micro-reti richiede inoltre di rivedere la struttura e le protezioni dei sistemi di distribuzione, con l'introduzione di interruttori intelligenti per assistere la disconnessione / riconnessione della micro-rete al sistema di distribuzione principale. [1][2][3]

1.2 Struttura e caratteristiche di una micro/smart-grid

Il concetto di smart-grid è nato per trasformare radicalmente il sistema elettrico mediante l'utilizzo di tecnologie di comunicazione avanzate e controlli automatici.

In linea di principio la smart-grid consiste nell'integrare la rete di telecomunicazioni con la rete di distribuzione elettrica. L'integrazione è a tutti i livelli, fino ad arrivare all'utenza finale cercando, tramite opportuni metodi, di modificarne il comportamento per renderlo virtuoso rispetto ai consumi ed agli sprechi. Questo epocale cambiamento di paradigma deriva non solo dalla volontà di ottimizzare la rete esistente, ma da stringenti considerazioni ambientali, che sono andate delineandosi nell'ultimo ventennio dopo gli accordi di Kyoto. Il tutto deve essere fatto rispettando normative quadro vigenti emanate dalla Comunità Europea e recepite dagli Stati attraverso regolamentazioni adatte al sistema nazionale di produzione, stoccaggio, trasporto e distribuzione dell'energia. L'innovazione apportata dalle reti elettriche di nuova generazione deve essere consona alle regole di mercato totalmente libero qual è quello degli stati avanzati ad economia di mercato.

Le principali caratteristiche di una smart-grid sono:

- Self-healing, ovvero capacità di rilevare, analizzare e risolvere i problemi;
- Capacità di tener conto del comportamento dei carichi nel progetto e nella gestione della rete;
- Capacità di fornire un livello di power quality idoneo alle effettive necessità di consumatori ed industrie;
- Consentire l'utilizzo di diverse tecnologie di generazione;
- Permettere un pieno sfruttamento delle opportunità del mercato elettrico;
- Permettere l'ottimizzazione dei capitali minimizzando i costi di gestione e manutenzione, mediante l'impiego di opportune tecniche di monitoraggio.

Una micro-rete presenta tre elementi peculiari che rendono molto interessante questa architettura:

- Power Management System (PMS): E' il sistema di controllo e di gestione che provvede al dispacciamento, ottimizzando sia produzione sia utilizzatori;
- Sistemi di controllo distribuiti: il sistema di governo ha sì una struttura centrale, ma fa leva su diversi sistemi di controllo e monitoraggio distribuiti che agiscono su tre tipologie di sottosistemi: i generatori distribuiti, i carichi e l'interfaccia verso la rete elettrica esterna (Figura 1.2). La regolazione di potenza e tensione viene eseguita su ogni singolo generatore per rispondere opportunamente alle variazioni di carico, mentre i carichi vengono raggruppati per funzione o per installazione fisica;
- Protezioni: i sistemi di protezione per micro-grid richiedono particolari soluzioni. Una differenza sostanziale tra micro reti e le reti tradizionali è legata alla variazione della corrente di cortocircuito nel passaggio tra funzionamento collegato alla rete e funzionamento in isola. Occorre a tal proposito ricorrere a differenti criteri di scelta delle protezioni per le diverse condizioni di funzionamento.

Mentre il sistema centrale del PMS deve essere in grado di fornire la supervisione e proporre un funzionamento pressoché ottimale della micro-rete, i controllori di livello inferiore, cioè i controllori locali delle sorgenti di energia e dei carichi, devono fornire il controllo effettivo, dopo aver ricevuto i comandi dal PMS. Ogni sottosistema (generatori, gruppi di carichi) ha quindi un proprio sistema di controllo e monitoraggio locale preposto allo svolgimento delle

funzioni di comando e di monitoraggio delle singole apparecchiature, in grado di colloquiare col sistema centrale in maniera sicura e rapida. A sua volta ogni sistema di controllo e monitoraggio locale viene collegato alle varie apparecchiature ed ai sensori di campo per una raccolta dati capillare.

Il controllore centrale della micro-rete fissa i livelli di potenza e tensione delle sorgenti e assicura che ogni sorgente prenda rapidamente la sua quota di carico in base allo stato di funzionamento della rete. Quando la micro-rete è connessa alla rete principale non ci sono problemi di bilanciamento e la differenza tra generazione e consumo nella micro-rete è compensata dalla rete pubblica. Comunque ci può essere necessità di regolazione del carico o della generazione nei casi ci siano dei limiti posti da scelte strategiche o da obblighi contrattuali. La regolazione del carico e della generazione è invece necessaria nel funzionamento in isola per mantenere il bilancio tra le potenze e quindi la stabilità della rete. L'alimentazione deve essere garantita ai carichi classificati come critici, mentre altri carichi possono entrare in una strategia di controllo che consente anche di limitare i picchi e livellare la curva di carico. Queste attività vengono svolte dal PMS.

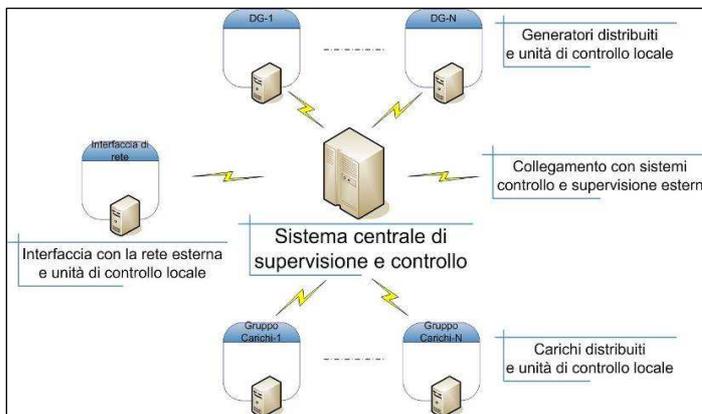


Fig. 1.2: Schema di principio controllo e supervisione micro-rete

1.2.1 Power Management System

Il Power Management System (PMS) è una piattaforma hardware e software che fornisce funzioni di monitoraggio e gli strumenti per la gestione e l'ottimizzazione della produzione e del consumo di energia. Il dispositivo deve avere il controllo non solo delle sorgenti ma anche dei dispositivi di accumulo e dei carichi come si vede in figura 1.3.

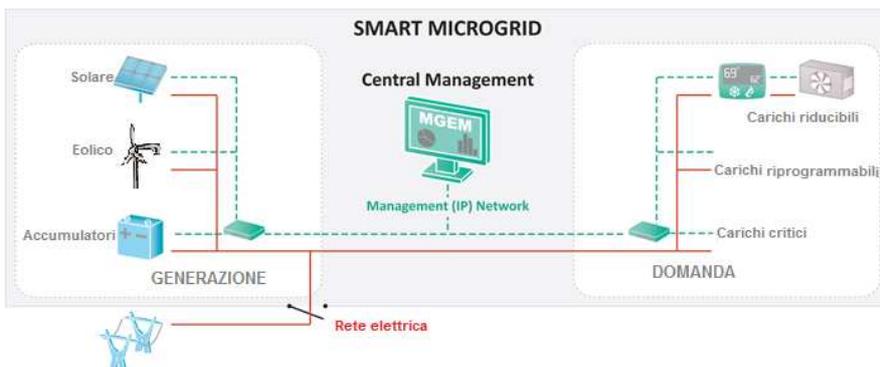


Fig. 1.3: Schema di principio controllo e supervisione micro-rete

Come precedentemente accennato si tratta di una struttura a più livelli: un server centrale agisce e comunica con più sistemi di controllo locale che controllano le singole sorgenti o gruppi di carichi. L'insieme di tutte le informazioni che potenzialmente interessa le operazioni della micro-rete è enorme e comprende i dettagli tariffari, le prestazioni delle apparecchiature, i dettagli e le previsioni di carico, i possibili guasti, ecc... Un PMS in grado di ottimizzare le prestazioni di una micro-rete in qualsiasi condizione operativa richiederebbe una capacità di elaborazione tale da essere attualmente irrealizzabile. L'insieme delle informazioni che riguardano il funzionamento della micro-rete devono quindi essere analizzate per determinare quali informazioni sono più utili, quali sono ottenibili e a quali costi. Naturalmente assieme a questa analisi è necessario determinare come il PMS utilizzerà le informazioni acquisite. Il sistema deve essere in grado monitorare in tempo reale la micro-rete, prelevando le informazioni di funzionamento dai sistemi periferici collegati. Con particolari algoritmi è possibile elaborare i dati da sensori di campo e da dati storici al fine di prevedere una evoluzione nel breve periodo.

Le principali azioni del PMS nei confronti della micro-rete sono:

- Misure di potenza e raccolta dati da sensori
- Raccolta e immagazzinamento dati storici
- Controllo dei sistemi di produzione locale di energia, gestione dei sistemi di accumulo e controllo dei carichi
- Analisi della tariffa dell'energia, previsioni del carico e bilanciamento preventivo del sistema
- Controllo del fattore di potenza
- Gestione delle situazioni di emergenza e di guasto esterno e interno

Strumenti per la misura della potenza e sensori consentono di acquisire dati dai vari dispositivi e dai punti importanti della micro-rete. Questi vengono poi resi disponibili, attraverso sistemi di comunicazione, ai dispositivi dei livelli superiori (data loggers, PMS). I dati possono essere raccolti da data loggers che li rendono disponibili al PMS. I data loggers sono utilizzati anche per la loro capacità di buffer dei dati. La funzione di raccolta dati prevede l'accumulo dei dati storici nel database di archiviazione, i dati devono quindi essere archiviati in modo efficiente così da poter essere recuperati velocemente per consentire anche un'analisi post-processo. Inoltre devono poter essere rappresentati graficamente in modo efficace per essere interpretati dagli operatori. Sistemi di supervisione SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), sono in grado di gestire in modo ottimale l'accesso ai dati, in tempo reale o storici, e rappresentare schematicamente l'impianto attraverso grafici sinottici, facilitando la visione e il controllo della micro-rete da parte dell'operatore. Il sistema di misura può comprendere il rilevamento dei disturbi, rilevando il THD (Total harmonic distortion) e gli altri parametri che caratterizzano la "power quality". Il PMS deve analizzare questi parametri ed eventualmente attivare delle azioni per migliorare la qualità dell'energia.

I vari dati vengono raccolti in modo automatico in tempo reale e il PMS deve essere in grado di filtrarli e elaborarli in modo da attuare le opportune azioni di controllo:

- Controllo della fornitura di energia dalle sorgenti in base alla possibilità di produzione delle singole sorgenti ottimizzando la produzione e minimizzando i costi.
- Controllo della domanda di energia, gestione delle priorità e della riduzione dei carichi (Intelligent Load Shedding ILS).

- Bilanciamento dell'energia: deve esserci un bilanciamento in tempo reale tra l'energia prodotta e prelevata dalla rete e l'energia consumata.

Il server centrale del PMS provvede al funzionamento ottimale della micro-rete attraverso l'invio di valori di tensione di riferimento a ciascuna unità di controllo delle sorgenti in base a determinati criteri, per esempio: minimizzare le perdite, massimizzare l'efficienza delle sorgenti, soddisfare contratti presi con la rete principale, ecc...

E' opportuna un'analisi e la proiezione della domanda di energia futura. Al fine di impostare un'efficace strategia di ottimizzazione energetica la situazione ideale (anche se non sempre disponibile) è quella di conoscere esattamente il piano di produzione e i consumi, questo porterebbe alla massima ottimizzazione. Può esserci anche una funzione di analisi delle tariffe in modo da valutare i costi legati al consumo di energia. A tal fine è utile analizzare diversi programmi di pianificazione, minimizzando i costi rispetto ad una tariffa che può variare anche nell'arco della giornata. Per esempio si possono programmare le operazioni a più alto consumo energetico nei periodi a tariffa minore.

Il sistema può controllare anche il fattore di potenza e quindi la potenza reattiva. Questo è possibile grazie all'uso di convertitori active front end, filtri attivi o VAR compensator che consentono la produzione di energia reattiva.

Per quanto riguarda l'ultimo punto il sistema di controllo deve riconoscere le situazioni di emergenza. Quando il sistema fisicamente non è in grado di rispettare le soglie imposte dal PMS per la normale gestione, si verifica una situazione di emergenza, coinvolgendo l'operatore che deve prendere la decisione corretta. Il PMS deve in questo caso fornire all'operatore tutti i dati utili per analizzare il problema e risolverlo. Il PMS deve inoltre essere in grado di rilevare il caso di guasto della rete principale e provvedere di conseguenza alla gestione dei flussi di energia nel funzionamento "in isola" in modo tale da non superare le capacità di produzione interna.

1.2.2 Tecnologie utilizzate per le sorgenti di energia

Le sorgenti di energia di queste reti sono spesso a frequenze variabili o in continua quindi sono collegate con la rete mediante inverter a tensione impressa VSI (Voltage Source Inverter) con modulazione a larghezza di impulso PWM (Pulse Width Modulation). Questo differenzia molto il controllo delle micro-grid durante il funzionamento in isola rispetto ai normali sistemi elettrici, dove l'energia è prodotta prevalentemente da macchine rotanti. Le normali apparecchiature di generazione di tipo statico sono state progettate per la maggior parte considerando che la rete a monte abbia una capacità infinita. Questo ha fatto passare in secondo piano tutte le considerazioni in merito a "sinusoidalità" della tensione, problemi di corto-circuito, scambio di energia attiva e reattiva, ma diventano invece importanti in una micro-rete. In particolare si può usare una soluzione di conversione statica che prevede uno stadio di collegamento alla rete del tipo active front end. L'efficienza energetica richiede l'uso di convertitori statici anche per regolare il consumo di energia dei carichi in maniera ottimale. Si tratta in prevalenza di sistemi per controllo dei motori e per controllo dell'illuminazione. [4]

Le principali tecnologie disponibili per la DG possono essere suddivise in tecnologie tradizionali, come motori a combustione interna e microturbine; tecnologie che sfruttano fonti rinnovabili, come sistemi fotovoltaici, turbine eoliche e mini-idrauliche; tecnologie più innovative come celle a combustibile.

Motori a combustione interna: Essi vengono utilizzati principalmente come unità di emergenza (gruppi elettrogeni). Questi generatori possono collocarsi in un range di potenze che va dal kW a qualche MW; i combustibili più comunemente impiegati sono il gasolio ed il gas naturale.

Microturbine: Sono turbine a combustibile di piccola potenza, generalmente a gas naturale. I prodotti della combustione, che hanno elevata temperatura e pressione, si espandono nella turbina che consente di mantenere in rotazione il generatore elettrico oltre al compressore stesso. I gas in uscita dalla turbina sono ancora sufficientemente caldi da poter essere impiegati in maniera efficiente; si ottengono così cicli cogenerativi per la produzione di energia termica ed elettrica.

Pannelli fotovoltaici: L'energia che il sole irradia sulla terra può essere direttamente convertita in energia elettrica mediante pannelli fotovoltaici, costituiti da celle elementari di materiale siliceo connesse in serie e in parallelo in modo da formare dei moduli.

Turbine eoliche: Anche l'energia eolica può essere convertita, ricorrendo a turbine eoliche o aerogeneratori prima in energia meccanica di rotazione e successivamente in energia elettrica. L'energia eolica è sfruttabile per la produzione di elettricità quando il vento soffia ad una velocità compresa tra un minimo di 4÷5 m/s e un massimo di 20÷25 m/s, al di sopra del quale la macchina viene posta fuori servizio per motivi di sicurezza. Un aspetto che caratterizza questo tipo di energia è la sua elevata aleatorietà.

Turbine mini-idrauliche: Quando si parla di generazione distribuita di natura idroelettrica si intende lo sfruttamento di piccoli dislivelli disponibili anche in fiumi o torrenti con portate limitate, sfruttati da piccole centrali in grado di produrre al massimo qualche MW.

Celle a combustibile: Le celle a combustibile sono dispositivi in grado di realizzare la combustione dell'idrogeno per via elettrochimica mediante una reazione di combustione controllata, in cui il combustibile è idrogeno, il comburente è ossigeno e il prodotto finale è acqua. Il combustibile usato per la cella è, come detto, l'idrogeno, ma in alcuni casi essa può essere alimentata direttamente con idrocarburi che subiscono all'interno della macchina una trasformazione che permette di separare ed eliminare il carbonio. E' il caso ad esempio del reforming del metanolo ($\text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O} = \text{CO}_2 + 3\text{H}_2$) o di altri combustibili a disposizione.

Sistemi di accumulo di energia: Uno dei maggiori ostacoli alla diffusione delle fonti energetiche rinnovabili è costituito dal fatto che spesso sono fonti discontinue e aleatorie, soprattutto per quanto riguarda il solare, l'eolico ed in qualche misura, il mini ed il micro idroelettrico. In una micro-rete, è di fondamentale importanza immagazzinare l'energia mediante sistemi di accumulo. Durante eventuali picchi di carico, infatti, la micro-grid potrebbe non essere in grado di rispondere alle variazioni di carico senza un'immediata disponibilità di energia. I sistemi di accumulo diventano indispensabili in tutti quei casi che vedono impiegate massicce quantità di produzione da fonti rinnovabili. E' necessario adottare dei sistemi di accumulo che abbiano un ciclo di carica-scarica con il rendimento energetico netto più elevato possibile. In tal senso, si consideri che l'accumulo di energia è interessante quando l'energia recuperata utile netta, detratta quindi anche dell'energia spesa per il funzionamento degli ausiliari (pompe, scambiatori, controlli, ecc), è maggiore del 70% dell'energia in entrata.

Nelle reti di potenza classiche, il più semplice sistema di accumulo dell'energia è legato all'inerzia dei generatori: quando si ha un incremento di carico in rete, il deficit iniziale di

potenze è soddisfatto dall'inerzia del sistema, a discapito di una piccola riduzione della frequenza di rete. Nel caso di una micro-rete, per mantenere tensione e frequenza all'interno dei limiti, è invece necessario poter disporre di forme di energia aventi una rapida risposta. Per questo motivo vengono principalmente utilizzati dei sistemi come batterie, volani e supercondensatori. Le batterie sono le apparecchiature più tradizionali per l'accumulo di energia. In questo caso, dato che l'energia è sotto forma di corrente continua, è necessaria l'interfaccia con inverter. Il volano, invece, accumula energia ad alta velocità (fino a 100.000 rpm) ruotando accoppiato al motore/generatore. La rotazione avviene ad una velocità elevata dal momento che l'energia accumulata è proporzionale proprio al quadrato della velocità. I supercondensatori, infine, sono condensatori elettrolitici ad elevata capacità che immagazzinano energia sotto forma di carica elettrostatica. Tali componenti presentano una notevole velocità di scarica: per questo motivo essi possono essere utilizzati per le rapide variazioni di carico nelle MicroGrid. [5]

In linea del tutto generale benefici economici derivanti dalla gestione dell'impianto con accumulatori possono essere ottenuti con:

LOAD LEVELLING: livellamento del profilo di carico, realizzando un assorbimento dalla rete pari alla potenza media di quella istantanea assorbita, compensando con l'accumulo gli scostamenti da tale media.

PEAK SHAVING: eliminazione dei picchi di potenza più elevati attraverso l'utilizzo del sistema di accumulo, dimensionando l'interfaccia lato rete con una potenza inferiore a quella di picco.

L'abbassamento della potenza di picco impegnata può apportare economie nella gestione dell'impianto per effetto della riduzione della quota delle tariffe dell'energia elettrica legate alla potenza. Il corrispettivo per la potenza assorbita, solitamente è determinato in base alla potenza contrattualmente impegnata o in base al picco di potenza massimo in un certo periodo (solitamente un mese). Per quanto riguarda il picco si considera la potenza media nel periodo stabilito di integrazione (solitamente 15 minuti). Il distributore non dà nessun limite di potenza istantanea, purché quella misurata nel quarto d'ora sia pari a quella impegnata. Ovviamente tutti i picchi di potenza oltre quella dichiarata non sono garantiti e dunque potrebbero portare a frequenti interruzioni per sovraccarico della linea con la quale viene alimentato l'impianto. Il costo della potenza che supera la soglia della potenza impegnata è da aggiungere alla quota fissa mensile, calcolata in base alla potenza impegnata stessa. Solitamente all'utente è lasciata anche la possibilità di scegliere degli impegni di potenza variabili nella giornata.

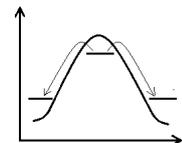
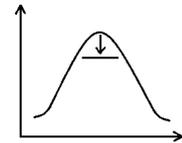
1.2.3 Controllo e gestione dei carichi

Il sistema di controllo della micro-rete comprende anche la supervisione dei carichi, come ad esempio la riduzione o la rimodulazione di determinati carichi. Il controllo locale dei carichi deve attuare delle strategie per evitare picchi di domanda rispetto ai piani energetici stabiliti e per garantire il bilanciamento. Il controllo del carico non ha solo lo scopo di garantire il bilancio energetico nel caso di funzionamento in isola, ma rientra nell'ambito del management della domanda di energia che ha come scopo una maggiore efficienza e una riduzione dei costi.

Il sistema di monitoraggio locale deve raccogliere i dati storici sui consumi in modo da rendere possibile un'analisi e la proiezione dei consumi futuri al fine di impostare

un'efficace strategia di ottimizzazione energetica e quindi anche vantaggi economici. Una riduzione del carico può essere richiesta quando c'è uno squilibrio tra la domanda e la fornitura di energia elettrica, per esempio per una richiesta di energia maggiore al picco previsto, o per guasti alla rete pubblica, o per guasti alle sorgenti di energia della micro-rete. La modifica della curva di assorbimento di energia da parte dei carichi può avere i seguenti obiettivi:

- **Taglio del picco:** cioè ridurre il picco di carico usando un controllo diretto del carico. Il controllo diretto del carico è un mezzo per ridurre il costo legato alla capacità di picco.
- **Spostamento del carico:** questo implica di spostare i carichi dalla zona di picco alla zona fuori picco, con una diminuzione del costo medio dell'energia consumata nel caso di prezzi minori nella zona fuori picco, o in ogni caso una riduzione del picco.



Oltre ad un'opportuna pianificazione dei carichi, nella micro-rete deve esserci innanzitutto un sistema in grado di gestire la priorità dei carichi. La sequenza di riduzione della domanda dipende dalla classificazione dei singoli carichi (critici, riducibili, riprogrammabili):

- **Carichi critici:** carichi che devono essere soddisfatti in ogni momento, quali server e carichi legati a processi essenziali. Una micro-rete deve soddisfare tutti i carichi critici in modo prioritario rispetto a qualunque altro carico.
- **Carichi riducibili:** L'entità di alcune richieste potrebbero essere flessibili. Alcuni carichi hanno un livello preferito, ma il livello della domanda può essere abbassato a scapito di un certo costo o disagio. Un esempio è l'aria condizionata. I carichi riducibili possono essere caratterizzati dai seguenti parametri: domanda a pieno carico, percentuale di carico che può essere ridotta, costi della riduzione, pendenza della rampa con cui il carico può variare, lunghezza del periodo in cui il carico può essere ridotto, e frequenza massima delle riduzioni.
- **Carichi riprogrammabili:** alcuni carichi possono essere flessibili nella loro programmazione di richiesta di energia, per esempio si può evitare l'avvio contemporaneo di più motori per ridurre il picco di corrente. La riprogrammazione potrebbe coinvolgere anche l'esecuzione di alcune attività con elevato assorbimento di energia spostandole nel corso della giornata. I carichi riprogrammabili possono essere caratterizzati dai seguenti parametri: domanda del carico, lunghezza temporale massima di rinegoziazione, costo della riprogrammazione, tempo necessario prima che l'azione possa avere effetto, e il tasso di riduzione del carico una volta che è stato rimodulato.

Il controllo con la possibilità di tagliare e riprogrammare l'assorbimento dei carichi è importante per il controllo del profilo di prelievo di energia della micro-rete. Vista anche l'elevata aleatorietà di alcune sorgenti di energia rinnovabile, la possibilità di tagliare e riprogrammare i carichi diventa importante per rispettare il profilo di prelievo di potenza previsto e limitarne il picco. [6][7]

1.2.3.1 Riduzione del carico

La riduzione del carico deve avvenire per rispondere ai disturbi che nascono nella rete nei casi si abbia una deficienza nella generazione rispetto ai consumi, a causa di guasti o perdite

di generatori. L'entità della riduzione deve essere adeguata al disturbo e anche il tempo di intervento deve essere opportuno.[8][9] Sistemi convenzionali utilizzati per la riduzione del carico sono:

- Relè di frequenza: intervengono nel caso di calo di frequenza
- Controllori a logica programmabili (PLC)

A- Schema con relè di frequenza

La frequenza tende a variare appena non sia più pareggiato il bilancio complessivo fra potenze prodotte e potenze attive richieste.

I relè di frequenza rilevano ogni rapida o graduale diminuzione della frequenza e avviano un intervento a gradini degli interruttori interbloccati collegati ai carichi. Quando la frequenza scende al di sotto del livello di frequenza fissato per il primo gradino, il relè aspetta un tempo prefissato, per evitare un intervento inutile, e poi manda il segnale di apertura ad uno o più interruttori collegati ai carichi. Questo viene fatto per cercare di ribilanciare produzione e consumi e quindi far risalire la frequenza. Se la frequenza continua a scendere, quando raggiunge il valore corrispondente al gradino successivo e dopo un ulteriore tempo di ritardo, il dispositivo fa aprire altri interruttori collegati ai carichi. Uno schema che rappresenta il modo di intervento è rappresentato in figura 1.4.

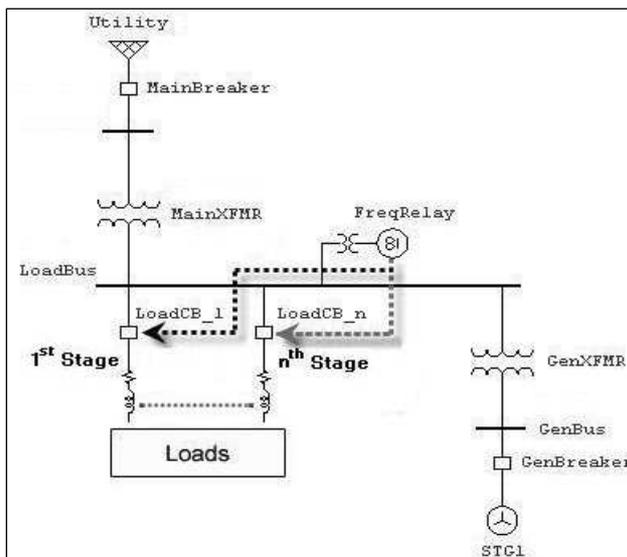


Fig. 1.4: Schema di sistema di riduzione del carico mediante relè di frequenza

Questo sistema di riduzione del carico ha alcuni problemi:

- Tempo di risposta lento dei relè: come detto oltre al tempo necessario perché la frequenza scenda al valore di intervento del relè, viene introdotto un tempo di ritardo per evitare interventi intempestivi durante variazioni transitorie della frequenza.
- Distacco di carico eccessivo o comunque non opportuno: il relè viene impostato secondo le condizioni di disturbo più gravi, e quindi l'entità del distacco di carico può essere eccessiva in caso di guasto non grave. Questo sistema non consente di rilevare ulteriori informazioni come il tipo e la collocazione del disturbo. Quando i relè determinano che la frequenza è scesa al di sotto della soglia di intervento, aprono gli interruttori prefissati, indipendentemente dalle condizioni di carico con cui stanno operando gli utilizzatori ad essi collegati. La sequenza di intervento degli interruttori può non essere ottimale ed eventuali modifiche devono essere a livello hardware.

B- Sistema di riduzione del carico con PLC

Con uno schema basato su controllori a logica programmabile, la riduzione di carico viene comunque avviata in base ad un sistema di controllo di frequenza, o in base ad altri segnali di controllo. Ogni sottosistema è dotato di un PLC che è programmato per il controllo della sequenza di distacco di un gruppo di carichi. La sequenza di distacco dei vari interruttori controllati dal PLC può essere così programmato in base ad altre informazioni provenienti dal monitoraggio del sistema. La sequenza può essere facilmente cambiata a livello software.

1.2.3.2 Sistema intelligente di riduzione del carico

A causa degli inconvenienti dei metodi tradizionali di riduzione del carico, è opportuno utilizzare un sistema di riduzione del carico intelligente (Intelligent Load Shedding ILS), in grado di migliorare il tempo di risposta e fare una veloce, ottimale e affidabile riduzione del carico. Questo approccio richiede una conoscenza globale del sistema e dei suoi vincoli, assieme alla conoscenza del disturbo. Le informazioni richieste sono:

- Condizioni del funzionamento prima del disturbo: domanda totale del sistema, potenza scambiata con la rete principale, potenza generata da ogni sorgente, riserva di ogni sorgente, impostazioni di controllo per ogni unità in funzione, configurazione e vincoli del sistema (numero linee, flussi di potenza, capacità delle linee, grado di carico dei carichi in particolare di quelli che possono essere tagliati, ecc...)
- Condizioni di funzionamento successive al disturbo: nuova domanda di carico, sorgenti rimaste disponibili, riserva per ogni sorgente disponibile, tempo necessario per aumentare la produzione, nuova configurazione del sistema, stato dei carichi che possono essere tagliati.
- Natura e durata del disturbo: completa o parziale perdita della connessione alla rete pubblica, completa o parziale perdita di sorgenti interne, aggiunta di carico, locazione del disturbo, durata del disturbo, interruzione del disturbo (autoestinzione, guasto di isolamento, intervento del sistema di protezione ecc..).
- Risposta transitoria del sistema al disturbo: Risposta della frequenza e della tensione del sistema, stabilità del sistema, interventi dei sistemi di protezione.

I moderni sistemi di acquisizione dati e monitoraggio sono in grado di rilevare e riordinare i dati di funzionamento e quindi ottenere le precedenti informazioni necessarie. Il power management system deve acquisire i dati che sono essenziali, analizzarli e garantire le seguenti funzioni:

- Memorizzare la configurazione del sistema e le condizioni in cui deve essere distaccato o aggiunto un carico
- Prevedere la risposta del sistema con tutte le possibili configurazioni.
- Utilizzare le conoscenze fornite dalle casistiche inserite dal progettista
- Adattamento automatico ai cambiamenti del sistema
- Prendere veloci e corrette decisioni riguardo la riduzione di carico in base alla loro priorità e in base allo stato degli interruttori dei carichi
- Distaccare la minima quantità di carico per mantenere la stabilità e la frequenza nominale

In figura 1.5 è rappresentato lo schema di un sistema intelligente di riduzione di carico (ILS) che comprende i seguenti blocchi:

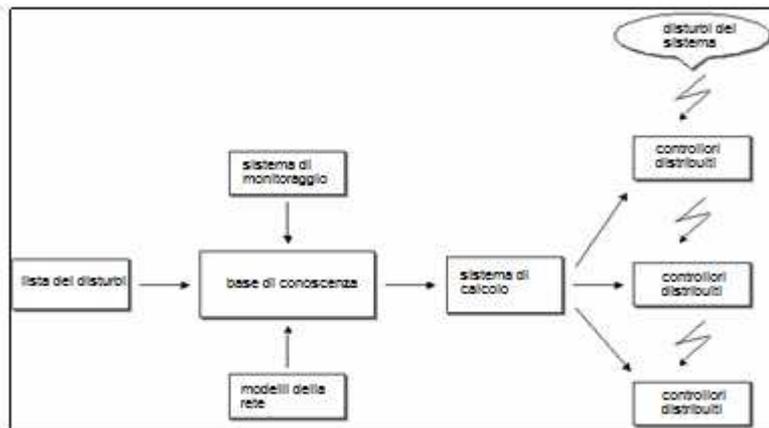


Fig. 1.5: Schema a blocchi delle funzioni di un ILS

Sistema di monitoraggio: controlla costantemente il sistema, il cambiamento delle condizioni di funzionamento, i flussi di potenza, lo stato dei generatori e dei carichi.

Modelli della rete: contengono la topologia del sistema, informazioni sulle connessioni, e le proprietà dei componenti del sistema.

Lista dei disturbi: lista contenente i possibili disturbi del sistema

Base di conoscenza: database contenente predefiniti dati d'ingresso e i corrispondenti dati d'uscita calcolati in base ai modelli della rete e a studi e simulazioni del sistema fatti off-line. La risposta dinamica del sistema, comprese le variazioni di frequenza, sono tra le uscite di questo blocco.

Sistema di calcolo: in base ai dati monitorati, agli aggiornamenti sul sistema e ai dati forniti dal blocco "Base di conoscenza", il sistema di calcolo periodicamente aggiorna le tabelle di riduzione di carico, garantendo così che nel caso si verifichi un disturbo, venga tagliata la quantità di carico ottimale.

Controllori distribuiti: si utilizzano sistemi di controllo o PLC per controllare gli interruttori dei carichi in base alla sequenza di riduzione stabilita e inviata dal sistema di calcolo.

1.2.4 Sistemi di comunicazione

Le tecnologie utilizzabili possono essere suddivisi nelle tre seguenti categorie:

- Sistemi powerline (PLL, detti anche sistemi a onde convogliate): tecnologia per la trasmissione dati che utilizza la rete di alimentazione elettrica. Si realizza sovrapponendo al trasporto di corrente elettrica, continua o alternata a frequenza industriale un segnale a frequenza più elevata che è modulato dall'informazione da trasmettere. La separazione dei due tipi di correnti si effettua grazie al filtraggio e separazione degli intervalli di frequenze utilizzate. Questi sistemi sono utilizzati principalmente per il controllo dei consumi e dei carichi, anche se lo sviluppo della tecnologia ha portato al suo utilizzo anche per i sistemi di controllo degli interruttori;
- Cavi telefonici e fibra ottica ;
- Sistema Wireless (senza fili) : non fa uso di cavi e utilizza onde radio a bassa potenza. Costituisce una soluzione a basso costo in quanto permette di comunicare virtualmente da qualsiasi punto eliminando il cablaggio. Ogni sistema di comunicazione wireless è composto da un trasmettitore, un ricevitore e dagli elementi deputati all'irradiazione

elettromagnetica ovvero alla trasduzione elettro-elettromagnetica e viceversa ovvero le antenne, i laser, i fotorivelatori.

Tra i vari standard possibili per le comunicazioni fra i sistemi che costituiscono una micro-grid le più utilizzate sono sicuramente lo standard RS-485 ed Ethernet.

Nell'Aprile del 2003 è stato pubblicato lo standard IEC 61850. Tale documento di standardizzazione, nato per applicazioni nell'ambito dell'automazione delle sottostazioni di distribuzione dell'energia, può essere convenientemente utilizzato per le comunicazioni tra le apparecchiature nelle micro-reti. Questo standard può essere applicato sia su sistemi wireless, sia su fibra ottica sia su sistemi powerline. Alcuni sviluppi del protocollo IEC 61850 sono: 61850-7-410 per le comunicazioni per il controllo e il monitoraggio negli impianti di produzione idroelettrici, 61850-7-420 per le comunicazioni per le sorgenti di energia distribuite, 61850-90-1 per le comunicazioni tra sottostazioni, IEC 61400-25 per le comunicazioni per il controllo e il monitoraggio negli impianti di produzione di energia eolica.

Spesso si usa lo standard IEC 61850 per la comunicazione di dispositivi a livello locale, mentre si usa il protocollo IEC 60870-5-101/104 tipicamente per il controllo remoto.

1.3 *Ambiti di ricerca e problematiche principali per le micro-grid*

I principali settori di sviluppo per le micro-reti si incentrano sulle problematiche di modellizzazione e sviluppo dei mezzi e delle tecnologie necessarie per costruire un'infrastruttura sicura ed affidabile. Lo sviluppo si realizza in base alle aree funzionali:

a) Creazione di modelli:

- Stilare un catalogo di componenti, strategie di controllo operative e casi test per le micro-reti;
- Sviluppare modelli di reti e risorse rinnovabili;
- Creare delle funzioni test per la rilevazione dei comportamenti principali in determinate dinamiche;
- Creare delle linee guida per i dispositivi delle micro-reti in modo da attuare compatibilità e scambio;
- Integrare i progetti di micro-reti con i sistemi già esistenti.

b) Sviluppo delle tecnologie:

- Sistemi affidabili di test e misura sulle prestazioni;
- Ampliamento delle bande di trasmissione, comunicazioni sicure e affidabili;
- Applicazione sia della tensione alternata sia della tensione continua per la distribuzione;
- Sviluppo di metodi per il controllo delle DER e il controllo delle tensioni;
- Elettronica di potenza per la conversione e lo stoccaggio dell'energia e per la gestione della potenza reattiva.

c) Dimostrazione e valutazione:

- Verifica delle prestazioni delle tecnologie micro-reti inclusi metodi di controllo e interoperabilità;
- Archiviazione di dati di analisi e modellizzazioni;
- Costruzione di processi e infrastrutture per i test e il supporto.

CAPITOLO 2

2 ANALISI E MODELLI DELLE SORGENTI DI ENERGIA

2.1 Introduzione

In questo capitolo vengono analizzate e modellizzate alcune possibili sorgenti di energia e componenti di una micro-rete. I componenti trattati sono: sistema fotovoltaico, batterie, generatore con motore diesel, sistema eolico, convertitore per l'interfaccia delle sorgenti con la rete.

2.2 Fotovoltaico

Il fotovoltaico consiste nella conversione diretta dell'energia solare in elettricità attraverso un fenomeno fisico-chimico denominato effetto fotovoltaico. L'effetto fotovoltaico è noto fin dal 1839, e trova il suo fondamento nell'esperienza del fisico francese Edmond Becquerel (1820-1891) che presentò alla Accademia delle Scienze di Parigi la sua "Memoria sugli effetti elettrici prodotti sotto l'influenza dei raggi solari". Solo nel 1954, dopo lo sviluppo dei processi per la produzione di silicio cristallino, Person, Fuller e Chapin, ottennero la prima cella solare commerciale in silicio realizzata all'interno dei laboratori Bell. Le celle solari oggi comunemente usate sono quelle al silicio cristallino, al silicio monocristallino e al silicio amorfo.

La struttura tipica di un sistema fotovoltaico è rappresentata in figura 2.1 ed è composta da moduli fotovoltaici, da un convertitore DC/DC, da un convertitore DC/AC (inverter) e dai sistemi di controllo associati. Più moduli sono collegati in serie e in parallelo a formare una schiera (array) fotovoltaica. I moduli sono raggruppamenti piani di celle fotovoltaiche, di potenza che va dai 20 ai 100 W di picco erogati nelle condizioni di radianza nominale.

Il modello a singolo diodo rappresentato in figura 2.2 è uno dei più comuni e semplici modelli usati per rappresentare la caratteristica elettrica di una singola cella fotovoltaica. Essa è rappresentata come un generatore di corrente I_L con in parallelo un diodo, una resistenza in parallelo R_{sh} legata alla corrente di dispersione verso terra, e una resistenza in serie R_s che rappresenta le perdite interne dovute al flusso di corrente. [11][12]

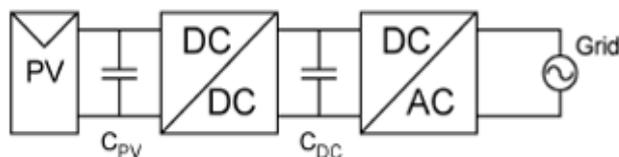


Fig. 2.1: sistema fotovoltaico con conversione a due stadi

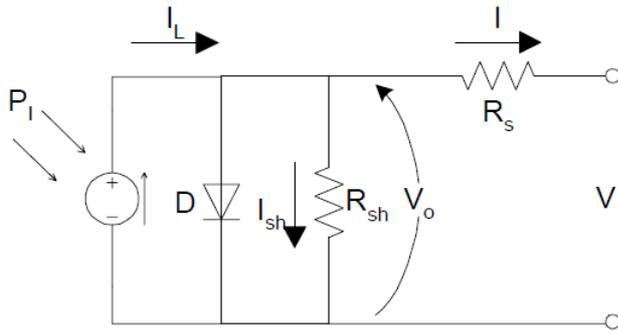


Fig. 2.2 : modello a singolo diodo di una cella fotovoltaica

La cella connessa ad un circuito con carico, colpita da radiazione, produce corrente elettrica continua chiamata anche foto corrente (I_L). In definitiva al buio la cella si comporta come un diodo, mentre esposta a radiazione si comporta come un generatore di corrente continua. Se alla cella non è connesso nessun carico (condizione di circuito aperto) ai morsetti della cella stessa si formerà una differenza di potenziale massima nota come tensione a vuoto (open circuit voltage, V_0), con corrente circolante nulla. La tensione a vuoto della cella è:

$$V_0 = V + R_s I \quad (2.1)$$

Dove V è la tensione ai terminali della cella [V]

In condizione di cortocircuito si misura una corrente massima detta corrente di cortocircuito (short circuit current, I_{sc}).

La corrente erogata è data da:

$$I = I_L - I_D \left[e^{\left(\frac{qV_0}{AKT} \right)} - 1 \right] - \frac{V_0}{R_{sh}} \quad (2.2)$$

Dove:

$$I_L = \frac{G}{1000} [I_{sc} + K_I (T - 25)] \quad (2.3)$$

$$I_D = I_{Dr} \left(\frac{T}{T_r} \right)^3 e^{\left[\frac{qE_{GO}}{BK} \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T} \right) \right]} \quad (2.4)$$

Dove: q : carica dell'elettrone ($1,6022 \cdot 10^{-19}$ C)

K : costante di Boltzmann ($1,3806 \cdot 10^{-23}$ J/K)

T : temperatura in K

I_L : corrente generata dalla radiazione solare

I_D : corrente inversa di saturazione della cella

A, B : costanti della giunzione p-n

G : radianza solare in W/m^2

I_{sc} : corrente di cortocircuito a $25^\circ C$ e $1000 W/m^2$

K_I : coefficiente di variazione della corrente di cortocircuito con la temperatura

E_{GO} : band gap della giunzione

T_r : temperatura di riferimento, $T_r=301,18^\circ K$

I_{Dr} : corrente di saturazione della cella alla temperatura T_r

In figura 2.3 è rappresentata la caratteristica V-I di un modulo fotovoltaico da 80 W per diversi livelli di radianza, ad una temperatura costante di 25°C. Come si vede in figura la caratteristica è influenzata dalla radianza, in particolare la corrente di cortocircuito aumenta all'aumentare della radianza. La caratteristica è influenzata anche dalla temperatura, e questa incide prevalentemente sulla tensione a vuoto (figura 2.4).

La potenza massima estraibile, P_{MAX} è data dall'area del massimo rettangolo inscrivibile nella caratteristica V-I.

E' possibile calcolare anche la massima efficienza della cella come il rapporto tra la massima potenza elettrica e la potenza della luce incidente:

$$\eta_{max} = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{P_{max}}{A \cdot G} \quad (2.5)$$

dove A è la superficie della cella in m^2 e G è la radianza.

Normalmente l'efficienza in condizioni standard (1 kW/m^2) è pari al 14-15% per il silicio monocristallino e 12-13% per il silicio policristallino.

Date le caratteristiche fisiche di un PV, vi è un singolo punto di lavoro nel quale si riesce ad estrarre la massima potenza, esso è noto come: maximum power point (MPP). Questo punto di lavoro cambia con l'intensità di radiazione solare e con la temperatura delle celle fotovoltaiche. Il convertitore DC/DC deve avere un sistema di inseguimento del punto di massima potenza (MPPT), cioè un sistema che vari il punto di funzionamento in base alla caratteristica V-I, in modo da ricavare sempre la massima potenza per determinate condizioni di radianza e temperatura. Come si vede in figura 2.5 spostando la retta di carico si varia la potenza prodotta con un massimo intorno al punto a_2 . [12]

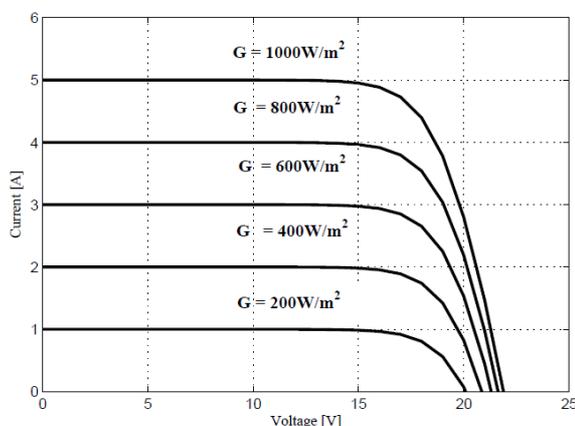


Fig. 2.3: Caratteristica V-I di un modulo fotovoltaico a temperatura costante =25°C

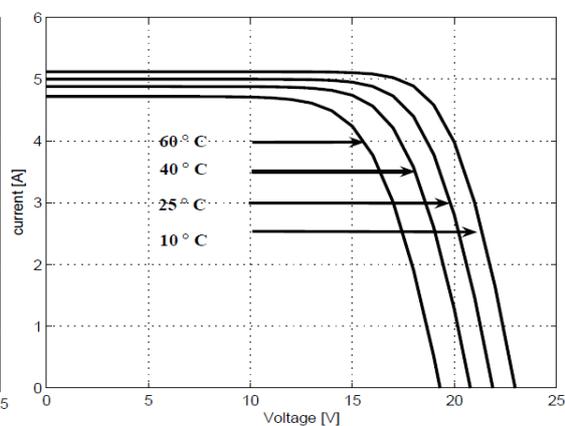


Fig. 2.4: Caratteristica V-I di un modulo fotovoltaico a radianza costante = 1000 W/m^2

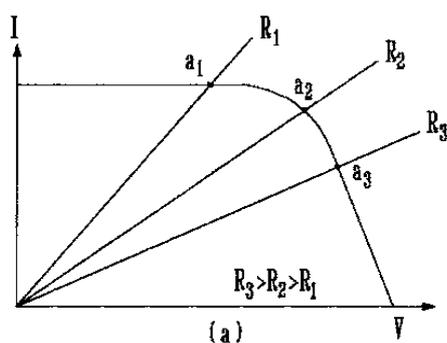


Fig. 2.5: Caratteristica V-I modulo fotovoltaico e variazione della retta di carico

2.2.1 Modello di una schiera fotovoltaica con MPPT

In letteratura esistono un gran numero di modelli che possono essere divisi in due categorie principali: dettagliati e modelli semplificati. I modelli dettagliati rappresentano la fisica della cella fotovoltaica e sono normalmente utili per studi che richiedono informazioni dettagliate della cella come lo sviluppo di tecniche per l'inseguimento del punto di massima potenza o gli effetti dei cambiamenti di radianza e temperatura sulle prestazioni della cella fotovoltaica. In questo paragrafo viene descritto un modello semplice in cui si considera che la schiera fotovoltaica lavori sempre nel punto di massima potenza. Il modello determina la potenza erogata dal sistema per determinate condizioni di radianza e temperatura. [13][14] Il modello si basa sulle seguenti ipotesi:

- Tutte le celle della schiera fotovoltaica sono identiche e lavorano con la stessa radianza e temperatura
- La schiera fotovoltaica lavora sempre nel punto di massima potenza per date condizioni di temperatura e radianza.
- Se radianza e temperatura cambiano, il sistema cambia istantaneamente il suo punto di massima potenza.
- La temperatura della cella solare dipende esclusivamente dalla radianza e dalla temperatura ambiente.

La potenza generata dalla schiera è quindi data da:

$$P_{mppt} = \frac{G_a}{G_{a,0}} \cdot [P_{max,0} + \mu_{Pmax} \cdot (T_M - T_{M,0})] \quad (2.5)$$

Dove: $P_{max,0}$: massima potenza della schiera nelle condizioni standard [W]

G_a : radianza che colpisce la schiera [W/m^2]

$G_{a,0}$: radianza nelle condizioni standard ($1000 W/m^2$)

μ_{Pmax} : massima variazione di potenza con la temperatura [$W/^\circ C$]

T_M : temperatura dei moduli [$^\circ C$]

$T_{M,0}$: temperatura dei moduli alle condizioni standard ($25^\circ C$)

La temperatura di funzionamento dei moduli è data da:

$$T_M = T_a + G_a \cdot \frac{NOCT - 20}{800} \quad (2.6)$$

Dove: T_a : temperatura ambiente [$^\circ C$]

NOCT : temperatura di normale funzionamento [$^\circ C$]

E sostituendo l'equazione 2.6 nella 2.5 si ha:

$$P_{mppt} = \frac{G_a}{G_{a,0}} \cdot \left[P_{max,0} + \mu_{Pmax} \cdot \left(T_a + G_a \cdot \frac{NOCT - 20}{800} - T_{M,0} \right) \right] \quad (2.7)$$

Il sistema formato dalla schiera fotovoltaica con convertitore DC/DC con MPPT può essere modellizzato come un generatore di corrente ideale che varia la corrente erogata i_{pv} in base alla temperatura e alla radianza (figura 2.6):

$$i_{pv} = \frac{P_{mppt}}{u_{dc}} \quad (2.8)$$

Dove u_{dc} è la tensione continua in ingresso all'inverter.

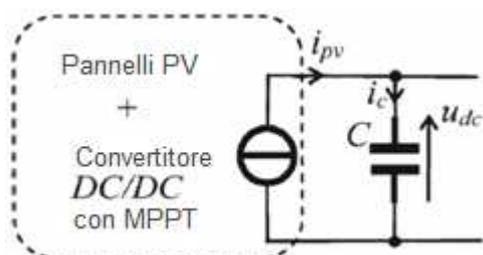


Fig. 2.6: Modello di un pannello fotovoltaico con convertitore DC/DC con MPPT

2.2.2 Potenza in uscita da un impianto fotovoltaico

In questo paragrafo si vuole valutare le prestazioni e l'andamento tipico della potenza prodotta da impianti fotovoltaici. La principale ragione di queste considerazioni è la natura intermittente e l'elevata fluttuazione della potenza generata da questi sistemi. Questo è dovuto alle variazioni di radianza a causa del movimento nuvoloso. Queste fluttuazioni comportano problemi operativi e fare previsioni sull'andamento della potenza prodotta da impianti fotovoltaici non è semplice. La principale causa delle fluttuazioni della potenza generata è sicuramente il passaggio di nubi. Le fluttuazioni possono avere una frequenza relativamente elevata nei giorni con tempo poco nuvoloso. L'energia solare può essere divisa in due componenti:

- Componente deterministica; definita in base al luogo, al giorno e al mese, con cielo limpido
- Componente stocastica; la quale determina le fluttuazioni attorno alla componente deterministica e dipende dagli eventi meteorologici.

In figura 2.7 e 2.8 sono riportati gli andamenti giornalieri della potenza prodotta da un impianto fotovoltaico in provincia di Venezia con potenza nominale (di picco) installata di 357,75 kWp, relative rispettivamente alla prima settimana di agosto e alla terza settimana di ottobre 2010.

La potenza di picco è la potenza massima prodotta da un dispositivo fotovoltaico in condizioni standard di funzionamento (irraggiamento = 1.000 W/m^2 e temperatura = 25°C). La potenza generata è proporzionale alla radianza che incide sui pannelli (come si vede nelle formule 2.5 e 2.7) e alla superficie dei pannelli. L'andamento giornaliero della potenza prodotta da un impianto fotovoltaico seguirà in modo proporzionale l'andamento giornaliero della radianza, in base alla formula 2.7.

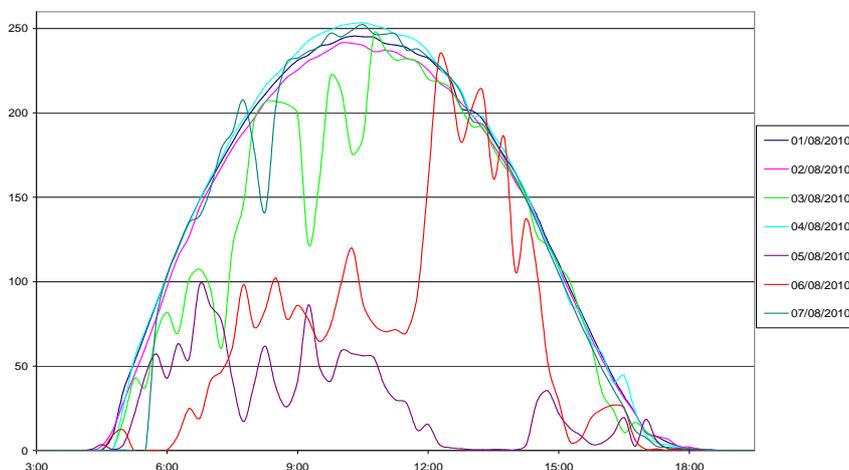
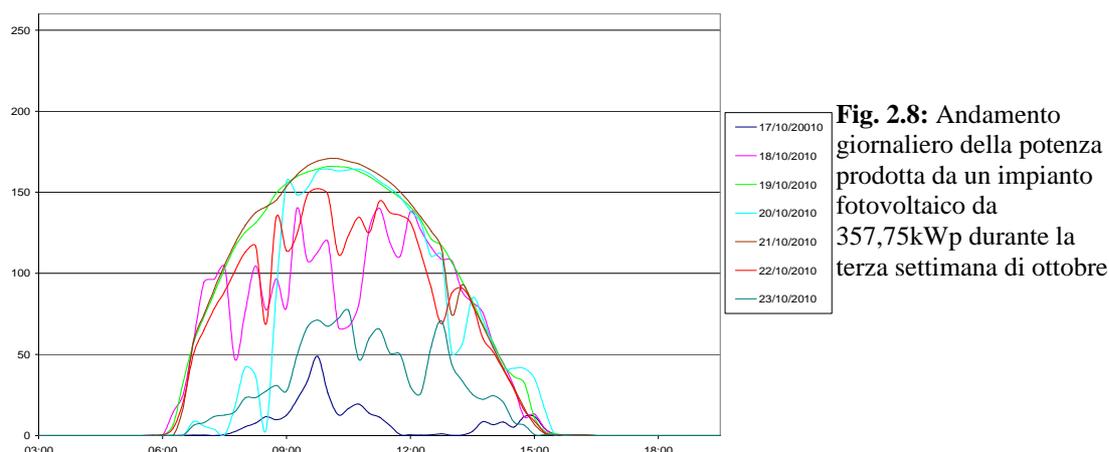


Fig. 2.7: Andamento giornaliero della potenza prodotta da un impianto fotovoltaico da 357,75kWp durante la prima settimana di agosto



2.2.2.1 Componente deterministica della radianza giornaliera

Un modello è deterministico se consente di calcolare il valore di una variabile dipendente dal tempo (la radianza in questo caso) quasi esattamente in ogni istante di tempo. Logicamente per quanto riguarda la radianza, per avvicinarsi alla realtà, alla componente deterministica dovrà essere aggiunta una componente stocastica per tener conto delle variabili aleatorie come la nuvolosità. Si vuole intanto determinare l'andamento giornaliero della componente deterministica della radianza che incide su una superficie. Gli input di tale modello sono il luogo della superficie considerata, il giorno e il mese.

La quantità media di energia solare che incide ortogonalmente, nell'unità di tempo, su una superficie unitaria posta al di fuori dell'atmosfera terrestre, prende il nome di costante solare ed assume il valore medio di 1353 W/m^2 (in realtà questa varia tra un minimo di circa 1325 W/m^2 a inizio luglio quando la terra è più lontana dal sole e un massimo di circa 1400 W/m^2 a inizio gennaio quando la terra è più vicina al sole). L'intensità dell'irraggiamento solare si attenua nel passaggio attraverso l'atmosfera: una parte di radiazioni viene riflessa verso lo spazio, una parte è diffusa in tutte le direzioni dalle molecole dei gas atmosferici e dal vapore acqueo, una parte viene assorbita dalle molecole dell'atmosfera e da questa riemessa come radiazione infrarossa. L'assorbimento e la diffusione atmosferica hanno l'effetto di ridurre l'intensità della radiazione su tutte le lunghezze d'onda. La parte di irraggiamento che raggiunge direttamente il suolo costituisce la radiazione diretta G_D mentre la parte rimanente costituisce la radiazione diffusa G_d . A queste va, infine, aggiunta la radiazione riflessa o albedo G_r , che rappresenta la percentuale di radiazione diretta e diffusa che viene riflessa dal suolo o dalle superfici circostanti sulla superficie considerata. Tutte e tre le componenti contribuiscono alla produzione di energia da parte dell'impianto fotovoltaico, la radianza totale G_t che incide su una superficie è data dalla somma delle tre componenti. In un giorno sereno la radiazione diffusa è intorno il 10-15% della radiazione totale, mentre in una giornata nuvolosa può raggiungere il 100%. Il valore della radianza che raggiunge la superficie terrestre è anche fortemente influenzata dalla lunghezza del percorso che deve compiere la radiazione solare attraverso l'atmosfera (air mass). L'influenza dell'air mass è legata alla posizione del sole nel cielo. Di seguito sono riportate alcune definizioni utili tratte dalla norma UNI 8477 [15]:

Flusso di energia raggiante: Energia raggiante nell'unità di tempo. È espresso in kW.

Radianza: Rapporto tra il flusso di energia raggiante incidente su una determinata superficie e l'area della superficie stessa. È espressa in kW/m²

Irraggiamento: Energia ottenuta integrando nel tempo la radianza sulla superficie. È espresso in MJ/m² o kWh/m².

Azimut di una superficie (Φ): Angolo formato dalla normale alla superficie e dal piano meridiano del luogo; è misurato positivamente da sud verso ovest

Inclinazione di una superficie (β): Angolo che la superficie forma con l'orizzonte; è misurato positivamente dal piano orizzontale verso l'alto.

Altre definizioni utili:

Insolazione: è l'energia media giornaliera che colpisce una superficie piana orizzontale. È espressa in kWh/m²giorno.

Air mass (AM): dà un'indicazione della lunghezza percorsa dalla radiazione solare attraverso l'atmosfera. AM è uguale a 1 quando la radiazione solare attraversa perpendicolarmente alla superficie terrestre lo spessore di atmosfera standard. AM è 0 quando si considera la radiazione all'esterno dell'atmosfera.

2.2.2.1.1 Posizione del sole nel cielo

La posizione del sole dipende dal giorno dell'anno (data), dall'ora del giorno e dalla posizione della superficie terrestre considerata (latitudine e longitudine). La terra impiega 365,25 giorni per compiere il movimento di rivoluzione attorno al sole con un'orbita ellittica e ruota su se stessa in 24 ore su un asse inclinato di 23,45° rispetto al piano ellittico (in realtà l'asse di rotazione varia la sua inclinazione tra un massimo di 24,33° e un minimo di 21,92°, ma con periodo di 40000 anni) .

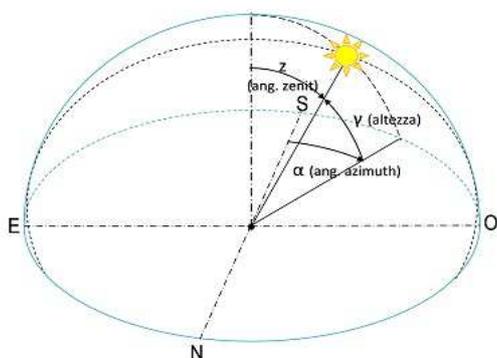


Fig. 2.9: Geometria terra-sole

Di seguito sono riportate altre definizioni utili tratte dalla norma UNI 8477:

Angolo orario (ω): Angolo formato dal piano meridiano passante per l'osservatore con il piano meridiano passante per il sole (cerchio orario), positivo misurandolo da sud verso ovest; esso vale 0 alle ore 12:00 solari e 15 ° per ogni ora di distanza dal mezzogiorno locale vero.

Altezza del sole o distanza del sole sull'orizzonte (γ): Angolo che la retta tracciata dall'osservatore al sole forma con il piano orizzontale passante per l'osservatore stesso.

Declinazione (δ): Angolo che la retta tracciata dal centro della terra al sole forma con il piano equatoriale.

Angolo di zenit (z): Angolo che la retta tracciata dall'osservatore al sole forma con la direzione dello zenit; è complementare ad γ .

Angolo di azimut solare (α_s): è l'angolo formato tra la proiezione sul piano orizzontale dei raggi solari e la direzione sud; è negativo se la proiezione cade verso est (prima del mezzogiorno solare) ed è positivo se la proiezione cade verso ovest (dopo mezzogiorno).

Latitudine (l): espressa in gradi, positiva nell'emisfero nord

Angolo di incidenza (θ): angolo compreso tra i raggi solari e la normale alla superficie.

L'angolo di declinazione varia con la rotazione della terra attorno il sole tra $+23,45^\circ$ e $-23,45^\circ$ e può essere descritto dalla seguente equazione: [16]

$$\delta = 0.3963723 - 22.9132845 \cdot \cos(N) + 4.0254304 \cdot \sin(N) - 0.387205 \cdot \cos(2N) + 0.05196728 \cdot \sin(2N) - 0.1545267 \cdot \cos(3N) + 0.08479777 \cdot \sin(3N) \quad (2.10)$$

Dove:

$$N = (n - 1) \cdot \left(\frac{360}{365} \right) \quad (2.11)$$

e n sono i giorni dell'anno ($1 \leq n \leq 365$)

L'angolo orario dipende dalla longitudine e dall'ora del giorno. Esso aumenta di $0,25^\circ$ ogni minuto. Per prima cosa si ricava l'ora solare locale, ricordando che l'ora è comunemente misurata in base all'ora standard della zona meridiana del luogo (ora civile standard hCS). I meridiani standard sono collocati ogni 15° a partire dal meridiano di Greenwich (per l'Italia è 15°). Se si considera l'ora solare hS , l'angolo orario è 0 alle 12:00.

$$hS = hCL + EOT \quad (2.12)$$

Dove EOT è chiamata equazione del tempo ed è:

$$EOT = 229.2 \cdot (0.000075 + 0.001868 \cdot \cos(N) - 0.032077 \cdot \sin(N) - 0.014615 \cdot \cos(2N) - 0.04089 \cdot \sin(2N)) \quad (2.13)$$

con N definito nella 2.11 e hCL ora civile locale

$$hCL = hCS + (L_0 - MS) \cdot (4 \text{ min/deg } W) \quad (2.14)$$

Dove L_0 è l'angolo della longitudine e MS è il meridiano standard del luogo.

In molti paesi l'ora civile standard viene aumentata di una ora nel periodo estivo cioè viene applicata "l'ora legale" (Daylight Saving Time DST).

$$hCS = DST - 1h \quad (2.15)$$

L'angolo orario è quindi:

$$\omega = \frac{hS - 720 \text{ min}}{4 \text{ deg } W / \text{min}} \quad (2.16)$$

L'altezza del sole è espressa dall'angolo γ e può essere calcolato con la formula:

$$\sin(\gamma) = \cos(l) \cdot \cos(\omega) \cdot \cos(\delta) + \sin(l) \cdot \sin(\delta) \quad (2.17)$$

L'angolo di azimuth solare α_s può essere ricavata con un espressione generale ricavata da Braun e Mitchell (1983) che tiene conto anche del segno dell'angolo: [17]

$$\alpha_s = C_1 \cdot C_2 \cdot \arcsin\left(\frac{\sin(\omega) \cdot \cos(d)}{\cos(\gamma)}\right) + C_3 \cdot \left(\frac{1 - C_1 \cdot C_2}{2}\right) \cdot 180 \quad (2.18)$$

$C_1=1$ se $|\omega| < k$, altrimenti $C_1=-1$

$C_2=1$ se $l(l-\delta) \geq 0$, altrimenti $C_2=-1$

$C_3=1$ se $\omega \geq 0$, altrimenti $C_3=-1$

con $k = \arccos(\tan(\delta)/\tan(l))$

Se $\tan(\delta)/\tan(l) > 1$, il sole non è mai ad est o a ovest dell'osservatore. In questo caso si sceglie $C_1=1$.

L'Air Mass (AM) può essere approssimata da:

$$AM = \frac{1}{\sin(\gamma)} \quad (2.19)$$

2.2.2.1.2 Calcolo della radianza

Come precedentemente detto la radianza extraterrestre è espressa in media dalla costante solare (1353W/m^2), ma può variare leggermente in base all'attività solare e in modo più sensibile in base alla distanza tra terra e sole. Questa distanza varia durante l'anno a causa dell'ellitticità dell'orbita della terra. La seguente formula approssima la relazione tra la radianza extraterrestre e i giorni dell'anno:

$$I_0 = 1353 \cdot \left(1 + 0.034 \cdot \cos\left(2\pi \frac{n-4}{365} \right) \right) \quad (2.20)$$

Dove n è il numero progressivo dei giorni dell'anno.

Una formula empirica ricavata da Meinel e Laue permette di ricavare la radianza solare diretta che raggiunge la terra su una superficie perpendicolare ai raggi solari:

$$G_D = I_0 \cdot \left[(1 - 0.14h) \cdot 0.7^{(AM)^{0.678}} + 0.14h \right] \quad (2.21)$$

Dove h è l'altezza della superficie sul livello del mare

In una giornata con cielo limpido la radianza solare diffusa può essere approssimata al 10% della componente diretta. Questa è sicuramente una sottostima quando l'altezza del sole è modesta. Quindi in una giornata di cielo limpido la radianza globale G_T che colpisce una superficie perpendicolare ai raggi solari può essere approssimata a:

$$G_T = 1.1 \cdot G_D \quad (2.22)$$

L'angolo di incidenza θ tra i raggi solari e una superficie con angolo di inclinazione β e azimut Φ è:

$$\cos(\theta) = \sin(\gamma) \cdot \cos(\beta) + \cos(\gamma) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\alpha_s - \Phi) \quad (2.23)$$

La componente diretta della radianza che colpisce questa superficie è:

$$G_{DS} = G_D \cdot \max(\cos(\theta), 0) \quad (2.24)$$

I calcoli sono stati sviluppati con il linguaggio di programmazione Matlab. I risultati sono stati confrontati con dati della radianza ricavati da una stazione meteo di Pisa.[18] Sono stati considerati giorni in cui i dati misurati della radianza hanno un andamento abbastanza regolare e quindi si suppone con cielo limpido. In figura 2.10 e 2.11 sono riportati gli andamenti giornalieri della radianza calcolata e misurata relativi a Pisa rispettivamente il 3 Gennaio 2009 e il 24 Luglio 2009.

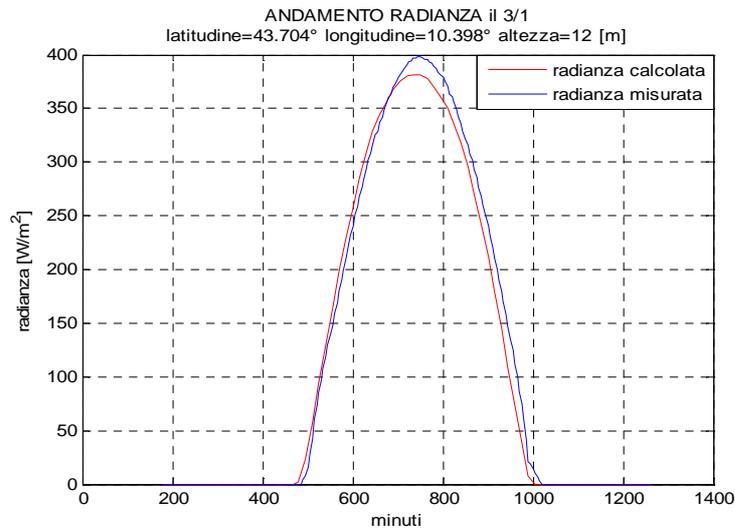


Fig. 2.10: Radianza il 3
Gennaio 2009 a Pisa

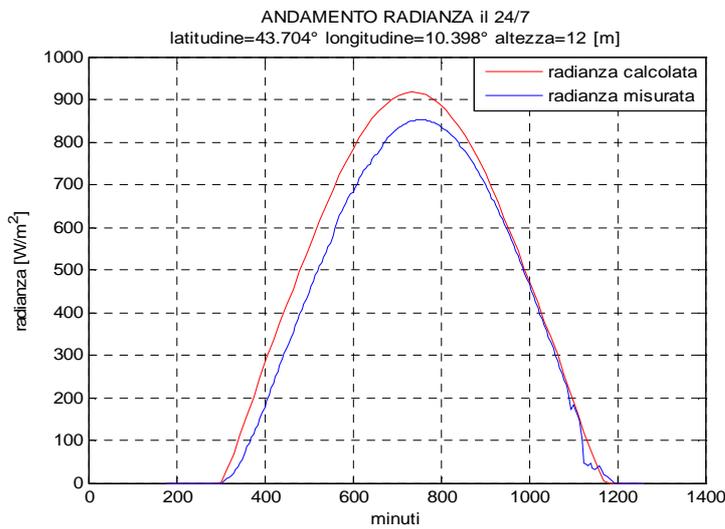


Fig. 2.11: Radianza il 24
Luglio 2009 a Pisa

2.2.2.1.3 Calcolo irraggiamento giornaliero medio mensile

L'irraggiamento giornaliero può essere calcolato integrando la curva della radianza della giornata considerata:

$$I_g = \int_0^{24} G_t dh \quad [\text{kWh/m}^2] \quad (2.25)$$

L'irraggiamento giornaliero medio mensile è la media dell'irraggiamento giornaliero calcolato per i vari giorni del mese:

$$I_{gm} = \sum_{i=0}^{gm} I_g / gm \quad (2.26)$$

Dove gm è il numero di giorni del mese considerato. I calcoli sono stati sviluppati in Matlab integrando la radianza giornaliera con cielo limpido calcolata come descritto nel paragrafo precedente. Qui di seguito sono evidenziati i risultati per Padova per tutti i mesi dell'anno:

Latitudine= 45.70° Longitudine= 11.87° Altezza= 12[m]

Gen: Igm= 2.115[kWh/m ²]	Feb: Igm= 3.158[kWh/m ²]
Mar: Igm= 4.720[kWh/m ²]	Apr: Igm= 6.442[kWh/m ²]
Mag: Igm= 7.793[kWh/m ²]	Giu: Igm= 8.417[kWh/m ²]
Lug: Igm= 8.148[kWh/m ²]	Ago: Igm= 7.044[kWh/m ²]
Set: Igm= 5.426[kWh/m ²]	Ott: Igm= 3.726[kWh/m ²]
Nov: Igm= 2.412[kWh/m ²]	Dic: Igm= 1.827[kWh/m ²]

2.2.2.2 Componente stocastica della radianza giornaliera

La componente stocastica è principalmente legata al movimento delle nuvole, e quindi questa componente rende minore l'irraggiamento che incide su una superficie rispetto al caso ideale di cielo limpido precedentemente considerato. L'irraggiamento giornaliero medio mensile effettivo può essere ricavato dai dati forniti da ENEA. L'ENEA fornisce la radiazione globale giornaliera media mensile su piano orizzontale, dal 1994 al 1999 per 1614 località italiane, calcolate in base alle immagini della copertura nuvolosa fornita dai satelliti e a misure. [19] L'irraggiamento giornaliero medio mensile per Padova, calcolato come media degli anni tra il 1994 e il 1999 è il seguente:

Gen: Igm= 1.472[kWh/m ²]	Feb: Igm= 2.278[kWh/m ²]
Mar: Igm= 3.694[kWh/m ²]	Apr: Igm= 4.750[kWh/m ²]
Mag: Igm= 5.722[kWh/m ²]	Giu: Igm= 6.278[kWh/m ²]
Lug: Igm= 6.333[kWh/m ²]	Ago: Igm= 5.389[kWh/m ²]
Set: Igm= 4.083[kWh/m ²]	Ott: Igm= 2.750[kWh/m ²]
Nov: Igm= 1.639[kWh/m ²]	Dic: Igm= 1.167[kWh/m ²]

I rapporti tra i valori di irraggiamento giornaliero medio mensile forniti dall'ENEA per Padova e i valori precedentemente calcolati (relativi a cielo limpido) sono:

Gen: K=0.696	Feb: K=0.721	Mar: K=0.783	Apr: K=0.737
Mag: K=0.734	Giu: K=0.746	Lug: K=0.777	Ago: K=0.765
Set: K=0.753	Ott: K=0.738	Nov: K=0.679	Dic: K=0.639

A questo punto si è cercato di creare un possibile andamento giornaliero della radianza sommando alla radianza con cielo limpido un rumore. Si può immaginare che l'andamento giornaliero della radianza sia dato dalla radianza con cielo limpido G_t calcolata come nel paragrafo 2.2.2.1.2 moltiplicata per K , a cui va a sommarsi un rumore con valore medio nullo e ampiezza che oscilla tra $-K \cdot G_t$ e $+(1-K) \cdot G_t$. Con queste ipotesi è stato calcolato l'andamento della radianza e in figura 2.12 e 2.13 sono riportati i risultati per la città di Padova rispettivamente per il 1 Gennaio e per il 1 Luglio.

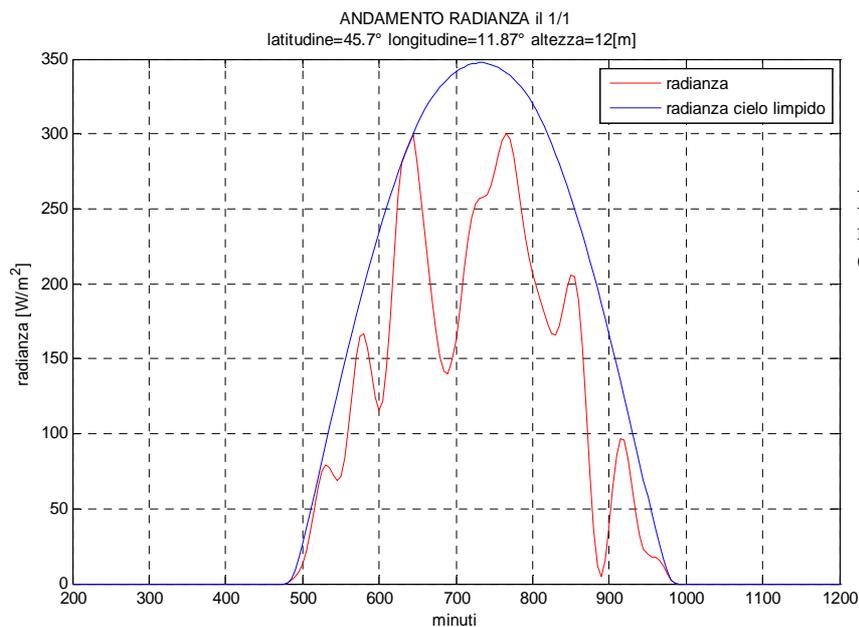


Fig.2.12: Andamento radianza a Padova il 1 Gennaio

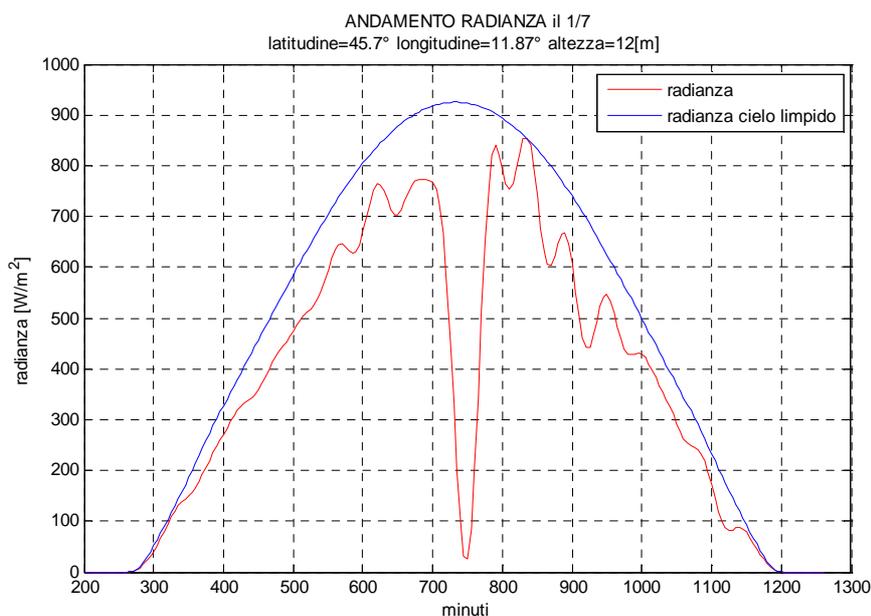


Fig.2.13: Andamento radianza a Padova il 1 Luglio

2.2.2.3 Andamento della temperatura

Si vuole qui determinare l'andamento giornaliero approssimato della temperatura per i vari giorni dell'anno. La temperatura infatti influenza il rendimento dei pannelli fotovoltaici. La temperatura incide sulla potenza prodotta come evidenziato nell'equazione 2.7. L'approccio considerato è quello sviluppato da Stöckle [20], il quale ricava l'andamento orario della temperatura in base alla temperatura massima e minima della giornata considerata. Per il

calcolo della temperatura massima e minima si può usare l'approccio Remund-Page che calcola la temperatura massima e minima nell'arco di una giornata come qui di seguito.

Per prima cosa viene calcolato il fattore mensile dX :

$$dX = \frac{\overline{T_{\max}} - \overline{T_{\min}}}{Irr} \quad (2.27)$$

Dove $\overline{T_{\max}}$ e $\overline{T_{\min}}$ sono i valori medi mensili delle temperature massime e minime giornaliere e Irr è il valore medio mensile dell'irraggiamento giornaliero. La differenza tra temperatura massima e minima nel giorno considerato d viene calcolata in base a:

$$dT_{(d)} = Irr_{(d)} \cdot dX \quad (2.28)$$

Dove $Irr_{(d)}$ è l'irraggiamento del giorno d

La temperatura massima e minima sono quindi:

$$T_{\max(d)} = T_{med(d)} + dT_{(d)} / 2 \quad (2.29)$$

$$T_{\min(d)} = T_{med(d)} - dT_{(d)} / 2$$

Dove $T_{med(d)}$ è la temperatura media del giorno considerato.

In base all'approccio di Stöckle, una funzione adimensionale dell'andamento giornaliero della temperatura è ottenuta sulla base di una serie di Fourier a due termini:

$$\alpha(h_r) = a + b \cdot \sin\left(\frac{\pi \cdot h_r}{12} + c\right) + d \cdot \sin\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot h_r}{12} + e\right) \quad (2.30)$$

Dove h_r è il tempo del giorno in ore.

Valori di riferimento per i coefficienti sono:

$a = 0.44$, $b = -0.46$, $c = 0.9$, $d = 0.11$, $e = 0.9$

L'andamento temporale della temperatura nell'arco di una giornata è quindi dato da:

$$T_{hr} = T_{\max} \cdot \alpha(h_r) + T_{\min} \cdot [1 - \alpha(h_r)] \quad (2.31)$$

I calcoli sono stati sviluppati con Matlab per la città di Padova. In ingresso sono stati utilizzati i dati forniti da ENEA. [21] I dati ENEA per Padova sono:

MESE	TEMPERATURE MENSILI [° C]			IRRAGGIAMENTO MEDIO [KWh/m ²]
	MIN	MAX	MED	
	MED	MED		
1	-1,1	5,3	2,1	1,472
2	0,4	8,2	4,3	2,278
3	4,1	12,7	8,4	3,694
4	8,1	17,3	12,7	4,750
5	12,3	22,2	17,2	5,722
6	15,9	26,3	21,1	6,278
7	17,9	28,8	23,3	6,333
8	17,3	28,1	22,7	5,389
9	14,2	24,1	19,2	4,083
10	9,5	17,9	13,7	2,750
11	4,6	11,4	8,0	1,639
12	0,6	6,6	3,6	1,167

La temperatura media giornaliera è stata ricavata dalla temperatura media mensile mediante interpolazione trigonometrica utilizzando l'algoritmo FFT (Fast Fourier Transform). In figura 2.14 e 2.15 sono riportati gli andamenti ottenuti per 31 Gennaio e il 15 Luglio. Oltre all'andamento della temperatura sono riportati l'andamento della radianza calcolata su una superficie con angolo di inclinazione 30° e azimut di 0° e la radianza sulla stessa superficie con cielo limpido.

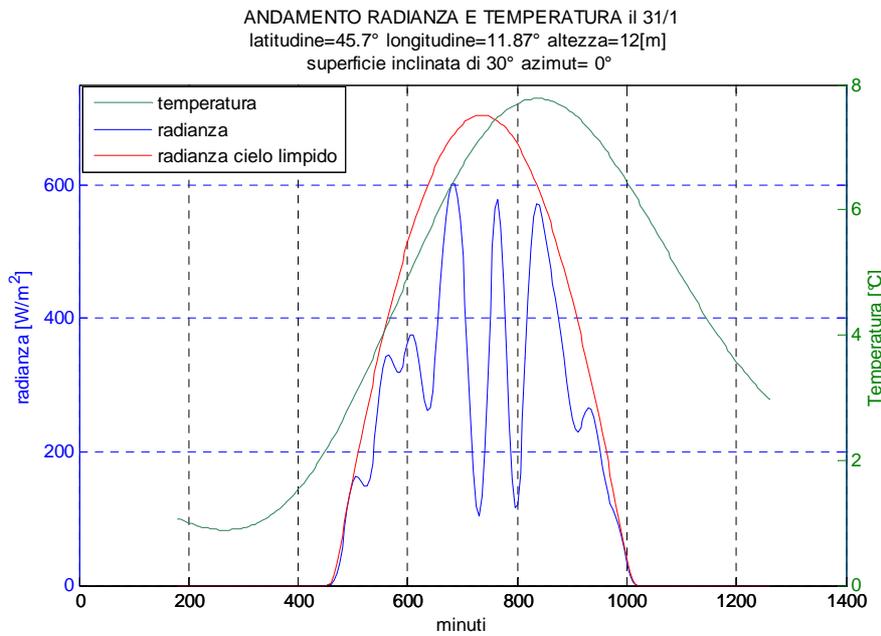


Fig. 2.14: Andamento temperatura e radianza a Padova 31 Gennaio

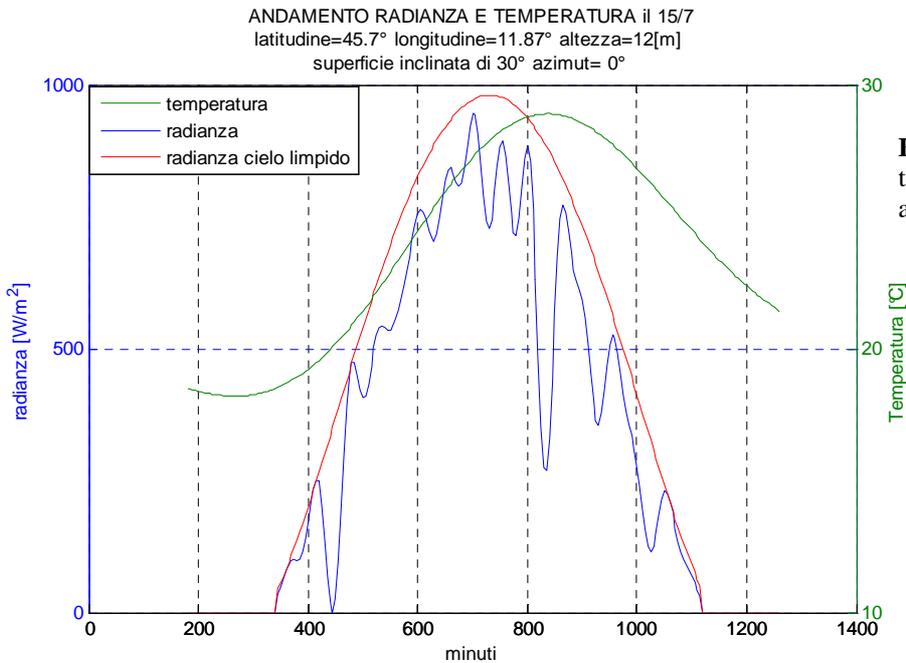


Fig. 2.15: Andamento temperatura e radianza a Padova 15 Luglio

2.3 Producibilità di un impianto fotovoltaico

In Italia, per sistemi fissi, al fine di massimizzare l'energia annua irraggiata sul piano dei moduli, è bene orientare i pannelli fotovoltaici verso il sud con inclinazione (angolo di tilt) di circa 30°, con un range di variazione funzione della latitudine del sito.

Nota l'energia irraggiata annualmente sul piano dei moduli è possibile stimare la producibilità dell'impianto fotovoltaico a partire dalla superficie captante, dall'efficienza dei pannelli e dalla stima delle perdite. La producibilità per metro quadro di pannello (Prod [kWh/m²]) risulta pari a:

$$Prod = E \cdot \eta_{PANNELLI} \cdot \eta_{GLOBALE} \cdot S \quad (2.32)$$

Dove $\eta_{PANNELLI}$ è il rendimento in condizioni standard (1 kW/m²), $\eta_{GLOBALE}$ è l'efficienza globale dell'impianto, e E è l'energia irraggiata annua su un metro quadro [kWh/m² anno]. Per l'Italia si può stimare un valor medio di $E=1750$ [kWh/m² anno]. Per l'Italia si può quindi stimare una producibilità media per metro quadro di pannello di:

$$Prod = 1750 \cdot 0.14 \cdot 0.78 = 191 \pm 15\% [\text{kWh/m}^2 \cdot \text{anno}] \quad (2.33)$$

L'efficienza globale dell'impianto può essere correlata alle perdite:

- Perdite per temperatura: sono dovute alla riduzione del potenziale elettrico della cella fotovoltaica all'aumentare della sua temperatura come visto nel paragrafo 2.2. Comunque possono essere considerate intorno al 4-5%.
- Perdite per riflessione: sono dovute alla quota di radiazione luminosa riflessa dal vetro posto a protezione delle celle fotovoltaiche. Possono essere tra 1% e 2%.
- Perdite per livello di irraggiamento: sono dovute a delle ore di inattività dell'inverter che si originano per irraggiamento sul piano dei moduli troppo basso. Queste perdite possono essere stimate tra il 2 e il 3% per sistemi fissi e tra l'1 e il 2 % per sistemi ad inseguimento.
- Perdite per sporramento: sono dovuti a depositi di sporco sulla superficie del vetro. Possono essere tra 1% al 3% a seconda della pulizia periodica effettuata.
- Perdite per mismatching: se sono collegate più stringhe in parallelo allo stesso gruppo di conversione possono esserci delle perdite perché il punto di massima potenza tra le stringhe non coincide. Queste perdite possono essere considerate intorno al 2% per impianti con meno di 5 stringhe in parallelo e intorno al 3% per impianti con un numero di stringhe in parallelo superiori.
- Perdite ohmiche: dovute alle perdite per effetto Joule nei cavi. Sono intorno al 1-2% a seconda della lunghezza dei cablaggi.
- Perdite nel sistema di conversione: dovute all'efficienza dell'inverter. Possono essere tra il 4 e il 6%.
- Perdite per ombreggiamenti: dovute a possibili ombreggiamenti di alcune celle dovute a strutture e elementi esterni all'impianto. [41]

2.4 Batterie

Una batteria è un accumulatore elettrochimico che converte l'energia chimica immagazzinata nei materiali della batteria direttamente in energia elettrica per mezzo di una trasformazione di ossido-riduzione. L'unità di base della batteria è la "cella". Una batteria è costituita da più celle in serie e parallelo in modo da raggiungere la desiderata tensione e capacità. I principali componenti di una batteria sono:

- L'anodo, o elettrodo negativo, il quale cede elettroni al circuito esterno e subisce una reazione di ossidazione.
- Il catodo, o elettrodo positivo, il quale riceve elettroni dal circuito esterno e subisce una reazione di riduzione.
- L'elettrolita: è una soluzione in grado di trasportare cariche elettriche attraverso lo spostamento di ioni che sono presenti nella soluzione stessa.
- Il Separatore: ha la funzione di evitare che le piastre di segno opposto vengano a contatto, provocando il cortocircuito. Consente comunque lo scambio ionico fra le stesse perché costituito da materiale microporoso.

Gli accumulatori elettrochimici oggi più significativi per la loro disponibilità e presenza sul mercato sono i seguenti: accumulatori al Piombo (Pb), accumulatori agli idruri metallici (NiMH), accumulatori al Litio (Li), accumulatori al Sodio-Nickel cloro (Na-NiCl). Tra questi gli accumulatori più comuni sono quelli al piombo. Si possono classificare come accumulatori di energia quelli che sono ottimizzati per scariche relativamente lunghe (tipicamente di almeno un'ora), e come accumulatori di potenza quelli che sono ottimizzati per scariche brevi, di alcuni minuti o addirittura poche decine di secondi di durata. Nella tabella 2.1 sono riportate le caratteristiche di energia specifica (misurata in un tempo di prova relativamente lungo, ad esempio due ore) e di potenza specifica (potenza massima erogabile in un breve tempo, ad esempio un minuto o 30 secondi). [14][22]

Tab. 2.1: Caratteristiche dei più comuni accumulatori

	<i>Energia specifica</i> [Wh/kg]	<i>Densità energetica</i> [Wh/L]	<i>Potenza specifica</i> [W/kg]	<i>Vita</i> [# cicli]
Piombo-acido di energia	30-35	120	80-100	2-300
Piombo-acido di potenza	20-30	80	200-300	20.000
Ni-MH di energia	70	170	200-260	> 1000
Ni-MH di potenza	35-70	90-120	500-1000	100.000
Li-Ion di energia	120-150	140-300	240-420	800
Li-Ion di potenza	45-85	160-190	500-1000	150.000
Li-Po di energia	150-200	300-410	300-650	700-1200
Li-Po di potenza	100-120	200-240	1000-2900	700-1200
Na-NiCl	95	140	170	1000
Supercond.	1-8	1-8	1000-15000	100k-500k

2.4.1 Batterie al piombo-acido

Nelle batterie al piombo il catodo è costituito da una lastra di diossido di piombo (PbO_2), mentre il catodo è costituito da una lastra di piombo metallico (Pb). L'elettrolita è composto da una soluzione acquosa di acido solforico (H_2SO_4). La reazione che avviene durante la scarica è:



Durante il processo di scarica il piombo (Pb) e il diossido di piombo (PbO_2) si trasformano in solfato di piombo ($PbSO_4$) e si ha una riduzione della concentrazione di acido solforico, che determina un abbassamento della differenza di potenziale tra i due elettrodi. Il processo è reversibile e durante la carica della batteria si ha il processo inverso rispetto alla reazione evidenziata nella 2.32.[14]

2.4.1.1 Caratteristiche

Una delle caratteristiche principali di una batteria è la capacità, cioè la quantità di carica elettrica che gli accumulatori possono fornire ad un circuito esterno prima che la tensione scenda al di sotto del valore limite finale. Si ottiene moltiplicando l'intensità della corrente di scarica per il tempo di scarica in ore [Ah]. La capacità dipende oltre che dal tipo di batteria, dalla concentrazione dell'acido, dall'intensità della corrente di scarica (figura 2.16), dalla temperatura e dalla tensione finale a cui si considera esaurito l'accumulatore. La tensione nominale di una cella è di 2 V, quindi la tensione nominale di una batteria è $N \cdot 2$ V, dove N è il numero di celle collegate in serie. Durante la scarica si manifesta un immediato abbassamento di tensione, successivamente la tensione si stabilizza e tende a diminuire lentamente in funzione della corrente di scarica come si vede in figura 2.17.

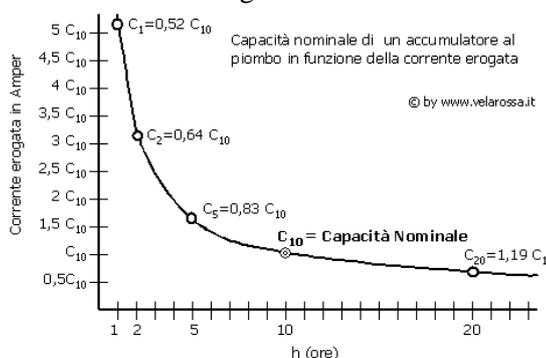


Fig.2.16: Capacità di un accumulatore al piombo in funzione della corrente erogata

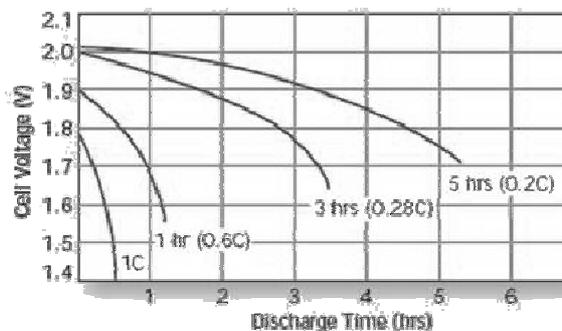


Fig.2.17: Andamento della tensione ai capi di una cella di una batteria la piombo durante la scarica

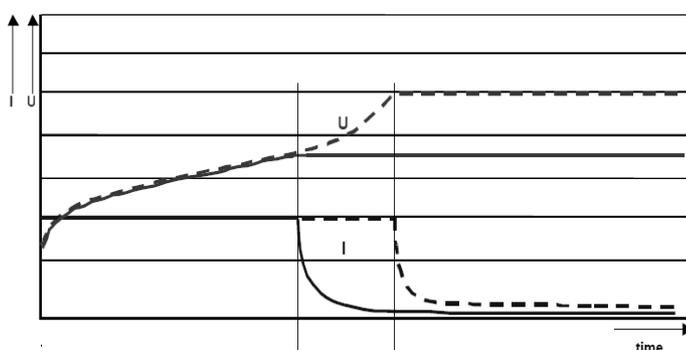


Fig.2.18: Andamento tensione e corrente durante la carica di un accumulatore

Per le celle delle batterie al piombo la tensione a vuoto è di 2.05V, la tensione nominale è 2V, e la tensione finale di scarica varia tra 1.6 e 1.75 a seconda del livello di scarica. Durante la carica la tensione può variare tra i 2.3V e i 2.8V. Possono esserci vari cicli di carica, la figura 2.18 ne rappresenta un esempio. Vi è un iniziale carica a corrente costante per evitare sovraccarichi di corrente, e una seconda fase a tensione costante. Il rendimento in carica di una batteria è il rapporto fra la carica che si ottiene nella scarica e quella che occorre per una carica completa, entrambe espresse in Ah:

$$\eta_{Ah} = \text{Scarica}[Ah] / \text{Carica}[Ah] \quad (2.33)$$

Il rendimento in carica varia normalmente tra 83% e il 95%. Temperature elevate possono incrementare le prestazioni delle batterie al piombo, ma ne riducono la loro vita. Il rendimento dipende inoltre dallo stato di carica della batteria (*SOC*: State Of Charge).

Le batterie sono soggette anche al fenomeno dell'auto-scarica che per batterie al piombo è intorno al 2% al mese a 25°C. L'auto-scarica dipende dalla temperatura oltre ovviamente dal tipo di batteria. [14]

2.4.2 Modello di una batteria

Le batterie al piombo è un dispositivo elettrochimico non lineare. In questo paragrafo viene descritto un modello semplice della batteria. Il modello preso in considerazione è stato sviluppato da CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, Spagna).[23] Il circuito equivalente è composto dalla serie di un generatore di tensione E con una resistenza interna equivalente R_i . La tensione della batteria è data dalla seguente formula: [24] [25]

$$V_{bat} = E + R_i \cdot I \quad \begin{cases} E = f(SOC) \\ R_i = f(SOC, I, T) \end{cases} \quad (2.34)$$

E è funzione dello stato di carica della batteria (*SOC*), mentre R_i dipende dallo *SOC*, dalla corrente I erogata o assorbita dalla batteria, e dalla temperatura (T). I è considerata positiva durante la carica e negativa durante la scarica. Lo stato di carica (*SOC*) rappresenta l'energia immagazzinata nella batteria, rispetto alla sua capacità e il suo valore varia tra 0 e 1. Lo *SOC* è dato dalla seguente formula:

$$SOC(t) = SOC(0) + \frac{1}{C(t)} \cdot \int_0^t \eta_c(t) \cdot I(t) dt \quad (2.35)$$

Dove $C(t)$ è la capacità della batteria e varia con I e ΔT

$$C(t) = \frac{C_{10} \cdot 1.67}{1 + 0.67 \cdot (10 \cdot I / C_{10})^{0.9}} \cdot (1 + 0.005 \cdot \Delta T) \quad (2.36)$$

Dove C_{10} è la quantità di carica in Ah che la batteria è in grado di erogare durante una scarica a corrente costante in un tempo di 10 ore, ad una temperatura di 25°C. ΔT è la variazione della temperatura della batteria rispetto alla temperatura di riferimento di 25°C.

η_c è il rendimento faradico di carica e di scarica. Durante la scarica si suppone che $\eta_c=1$, mentre durante la carica η_c è dato dalla seguente formula:

$$\eta_c = 1 - e^{\left[\frac{20.73}{10 \cdot I / C_{10} + 0.55} \cdot (SOC-1) \right]} \quad (2.37)$$

La tensione durante la scarica è data da:

$$V = (1.965 + 0.12 \cdot SOC) - \frac{|I|}{C_{10}} \cdot \left(\frac{4}{1 + |I|^{1.3}} + \frac{0.27}{SOC^{1.5}} + 0.02 \right) \cdot (1 - 0.007 \cdot \Delta T) \quad (2.38)$$

Il primo termine rappresenta la tensione a vuoto E , mentre il secondo rappresenta la caduta di tensione dovuta alla resistenza interna.

La tensione durante la carica è data da:

$$V = (2 + 0.16 \cdot SOC) + \frac{I}{C_{10}} \cdot \left(\frac{6}{1 + I^{0.86}} + \frac{0.48}{(1 - SOC)^{1.2}} + 0.036 \right) \cdot (1 - 0.025 \cdot \Delta T) \quad (2.39)$$

Raggiunto un certo livello di carica la batteria può iniziare a saturare e inizia la fase di sovraccarica (“gassazione”). Questo avviene quando la maggior parte del solfato di piombo è stato già convertito in piombo, con risultato di generazione di idrogeno e ossigeno. L’inizio della sovraccarica dipende dalla velocità di carica ed è in corrispondenza di una salita rapida della tensione di batteria. Nel modello si assume che la batteria entri in questa fase quando $V > V_g$, dove V_g è la tensione di “gassazione” ed è data da:

$$V_g = \left[2.24 + 1.97 \cdot \ln \left(1 + \frac{I}{C_{10}} \right) \right] \cdot (1 - 0.002 \cdot \Delta T) \quad (2.40)$$

Durante la fase di sovraccarica la tensione della batteria è data dalla seguente formula:

$$V = V_{ec} + (V_g - V_{ec}) \cdot \left[1 - e^{-\frac{t}{\tau}} \right] \quad (2.41)$$

Dove V_{ec} la tensione finale della batteria durante la carica ed è:

$$V_{ec} = \left[2.45 + 2.011 \cdot \ln \left(1 + \frac{I}{C_{10}} \right) \right] \cdot (1 - 0.002 \cdot \Delta T) \quad (2.42)$$

Il modello termico può essere rappresentato dalla seguente formula:

$$C_t \cdot \frac{dT}{dt} = \frac{T - T_a}{R_t} + P_s \quad (2.43)$$

Che può anche essere scritta:

$$T = \frac{P_s \cdot R_t + T_a}{1 + R_t \cdot C_t \cdot s} \quad (2.44)$$

Dove:

C_t è la capacità termica della batteria

R_t è la resistenza termica tra la batteria e l’ambiente

T è la temperatura dell’elettrolita della batteria

T_a è la temperatura dell’ambiente

P_s è la potenza dissipata all’interno della batteria nella forma di calore

s è la variabile della trasformata di Laplace

In figura 2.19 e 2.20 è rappresentato il modello della batteria sviluppato in Simulink. Nelle figure 2.21 e 2.22 sono rappresentati alcuni risultati delle simulazioni del modello della batteria.

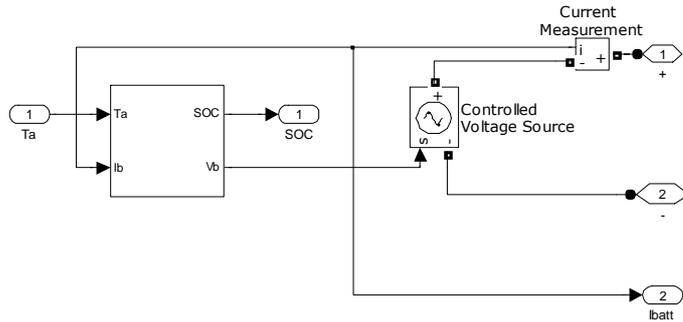


Fig.2.19: Modello della batteria

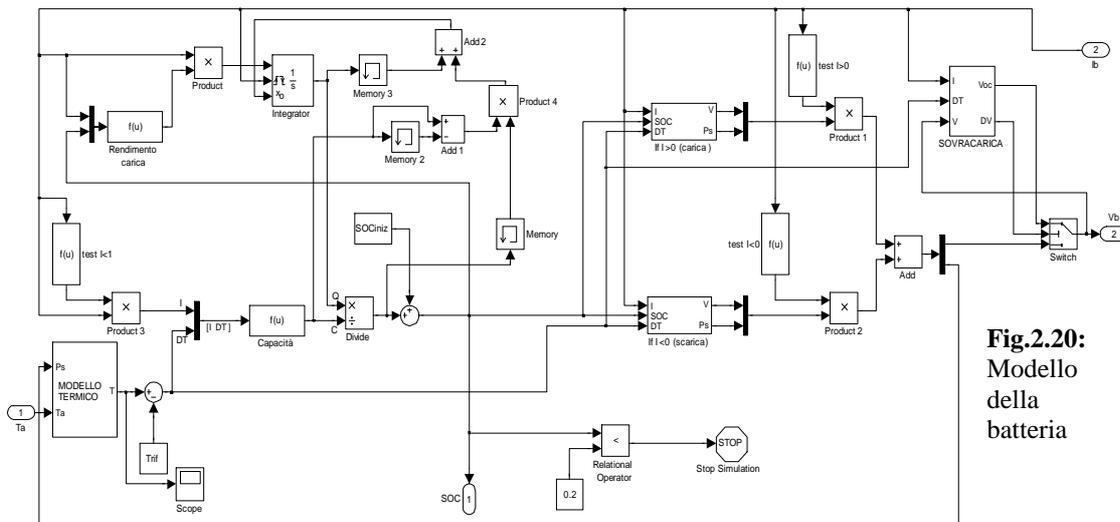


Fig.2.20: Modello della batteria

In figura 2.21 è rappresentata la tensione durante la scarica di una batteria al piombo di capacità 100Ah per tre diverse correnti di scarica (5A, 10A, 20 A). In figura 2.22 è rappresentata la fase di carica sempre per tre correnti di carica (5A, 10A, 20A) . La batteria è considerata scarica quando $SOC=0.2$.

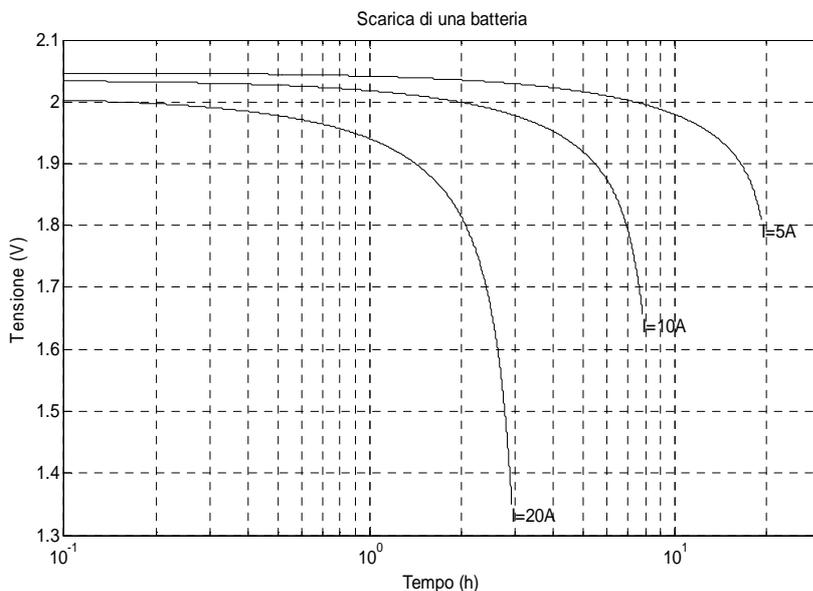


Fig. 2.21: Tensione durante la scarica di una batteria al piombo di capacità 100Ah per tre diverse correnti di scarica

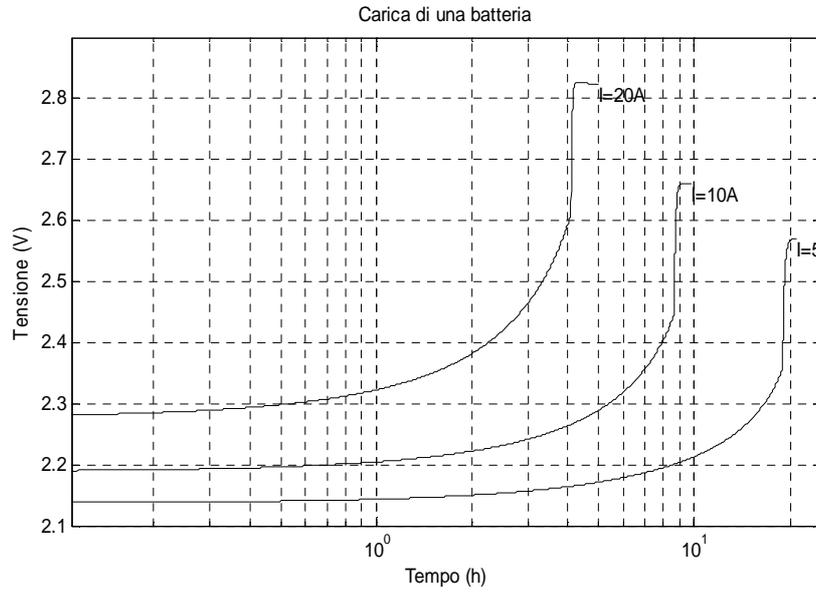


Fig. 2.22: Tensione durante la carica di una batteria al piombo di capacità 100Ah per tre diverse correnti di carica

2.5 Generatore Diesel

Il generatore diesel include un motore a quattro tempi diesel e un generatore elettrico sincrono meccanicamente accoppiati. La potenza di uscita del motore e quindi del generatore deve variare al variare della potenza richiesta dal carico. Ci deve quindi essere un sistema che regoli il flusso di carburante in modo da soddisfare le esigenze del carico.

2.5.1 Modello del motore diesel

Dal punto di vista del sistema di controllo il motore può essere considerato come un sistema con retroazione della velocità. Una variazione di carico comporta una variazione di velocità. Il sistema che governa l'iniezione di carburante nel motore riconosce una differenza tra la velocità effettiva e la velocità desiderata e disciplina la fornitura di combustibile per mantenere la velocità del motore entro i valori desiderati. La presenza di un tempo morto tra l'attuatore che inietta il carburante e la produzione di coppia meccanica all'albero è una caratteristica importante del motore diesel. In figura 2.23 è rappresentato uno schema a blocchi del motore.

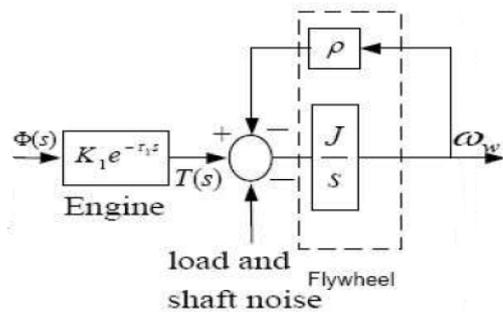


Fig. 2.23: Modello motore diesel

L'ingresso è il flusso di carburante $\Phi(s)$ che è convertito in una coppia $T(s)$ con un tempo di ritardo T_d secondo una costante K :

$$T(s) = \phi(s) \cdot K \cdot e^{-T_d \cdot s} \quad (2.45)$$

Il tempo morto è dovuto principalmente al tempo necessario all'attuatore per iniettare il nuovo quantitativo di combustibile necessario in ogni cilindro. Infatti non tutti i cilindri sono nella posizione adatta per ricevere istantaneamente il carburante e inoltre c'è il tempo necessario per bruciare il combustibile e quindi adattare la coppia al nuovo valore. Nello schema è rappresentato inoltre l'effetto dovuto alla dinamica meccanica del motore, cioè l'inerzia J delle parti in movimento, il coefficiente d'attrito ρ , e la coppia di "disturbo" dovuta al carico del generatore. L'uscita dello schema è la velocità angolare ω . [26]

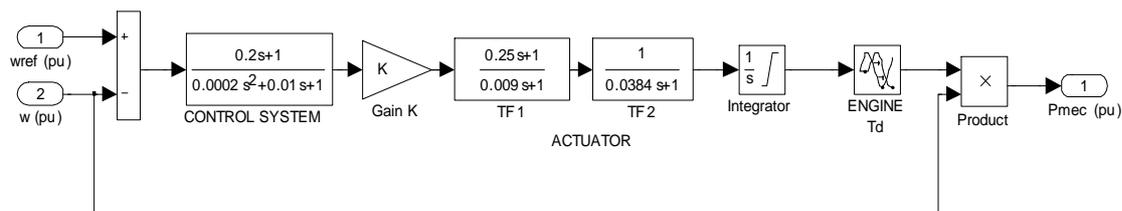


Fig. 2.24: Modello dell'attuatore e del sistema di controllo del motore diesel

Nella figura 2.24 è rappresentato il modello sviluppato in Simulink del motore diesel, dell'attuatore e del sistema di controllo. [27] Non viene qui considerato l'inerzia, l'attrito e la coppia di carico perché vengono incorporati nel modello del generatore sincrono.

2.5.2 Modello del generatore sincrono

La macchina sincrona trifase, rappresentata in figura 2.25, possiede due avvolgimenti principali: un avvolgimento di eccitazione fd , posto sul rotore, alimentato in corrente continua e un avvolgimento di indotto trifase as,bs,cs percorso da corrente alternata e posto sullo statore. Il rotore può essere liscio (macchina isotropa) o presentare salienze (macchina anisotropa). Oltre agli avvolgimenti principali la macchina presenta l'avvolgimento smorzatore rappresentato in figura da due avvolgimenti in quadratura kd, kq . [28]

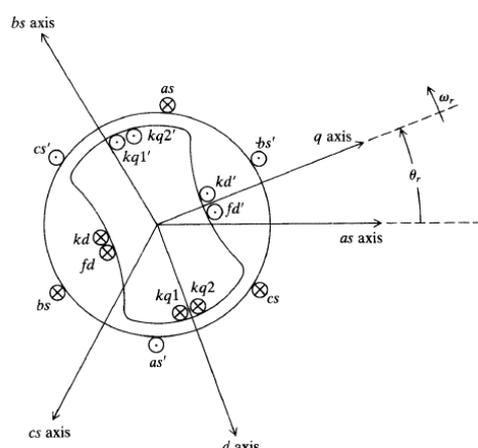


Fig 2.25: Macchina sincrona trifase

Ai fini della modellizzazione della macchina si può far riferimento ad una macchina idealizzata con avvolgimento di eccitazione sullo statore e avvolgimento d'armatura trifase sul rotore. Questo permette attraverso una trasformazione $dq\gamma$, di trasformare l'avvolgimento trifase rotante in un avvolgimento a collettore (gli assi d e q sono fissi e ortogonali tra loro) come in figura 2.26. La trasformata è nota anche come trasformata di Park. Si hanno quindi due avvolgimenti a collettore, uno posto sull'asse diretto d e uno sull'asse in quadratura q , a rappresentare l'avvolgimento di indotto. L'avvolgimento γ ortogonale a d e q tiene conto del flusso disperso. [29]

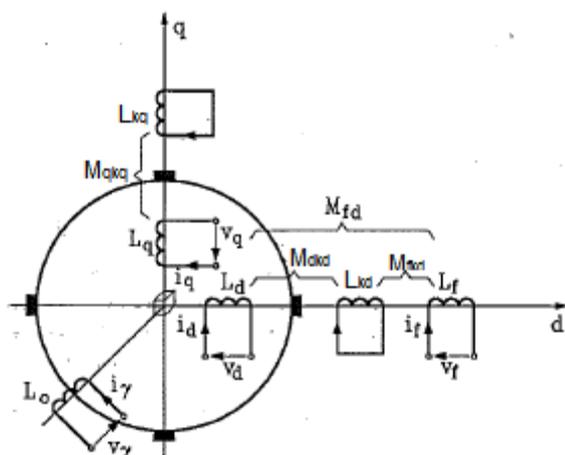


Fig.2.26: Macchina primitiva equivalente della macchina sincrona

Si possono ricavare le seguenti equazioni:

$$\begin{aligned}
 v_d &= R \cdot i_d + s\varphi_d - \omega\varphi_q \\
 v_q &= R \cdot i_q + s\varphi_q + \omega\varphi_d \\
 v_\gamma &= R \cdot i_\gamma + s\varphi_\gamma \\
 v_f &= R_f \cdot i_f + s\varphi_f \\
 v_{kd} &= R_{kd} \cdot i_{kd} + s\varphi_{kd} = 0 \\
 v_{kq} &= R_{kq} \cdot i_{kq} + s\varphi_{kq} = 0
 \end{aligned}
 \tag{2.24}$$

I flussi che si concatenano con i vari avvolgimenti sono dati da:

$$\begin{aligned}
 \varphi_d &= L_d \cdot i_d + M_{df} \cdot i_f + M_{dkd} \cdot i_{kd} \\
 \varphi_q &= L_q \cdot i_q + M_{qkq} \cdot i_{kq} \\
 \varphi_\gamma &= L_0 \cdot i_\gamma \\
 \varphi_f &= L_f \cdot i_f + M_{df} \cdot i_d + M_{fkd} \cdot i_{kd} \\
 \varphi_{kd} &= L_{kd} \cdot i_{kd} + M_{dkd} \cdot i_d + M_{fkd} \cdot i_f \\
 \varphi_{kq} &= L_{kq} \cdot i_{kq} + M_{qkq} \cdot i_q
 \end{aligned}
 \tag{2.25}$$

Risulta quindi:

$$\begin{aligned}
 v_d &= R \cdot i_d + L_d \cdot si_d + M_{df} \cdot si_f + M_{dkd} \cdot si_{kd} - \omega \cdot L_q \cdot i_q - \omega \cdot M_{qkq} \cdot i_{kq} \\
 v_q &= R \cdot i_q + L_q \cdot si_q + M_{qkq} \cdot si_{kq} + \omega \cdot L_d \cdot i_d + \omega \cdot M_{df} \cdot i_f + \omega \cdot M_{dkd} \cdot i_{kd} \\
 v_\gamma &= R \cdot i_\gamma + L_0 \cdot si_\gamma \\
 v_f &= R_f \cdot i_f + L_f \cdot si_f + M_{df} \cdot si_d + M_{fkd} \cdot si_{kd} \\
 v_{kd} &= R_{kd} \cdot i_{kd} + L_{kd} \cdot si_{kd} + M_{dkd} \cdot si_d + M_{fkd} \cdot si_f = 0 \\
 v_{kq} &= R_{kq} \cdot i_{kq} + L_{kq} \cdot si_{kq} + M_{qkq} \cdot si_q = 0
 \end{aligned}
 \tag{2.26}$$

Dove v_d e v_q rappresentano la tensione dei due avvolgimenti di indotto a collettore, rispettivamente sull'asse diretto e sull'asse in quadratura, mentre i_d e i_q sono le rispettive correnti che circolano negli avvolgimenti. v_γ è la tensione dell'avvolgimento che tiene conto del flusso disperso. In figura 2.27a e 2.27b sono rappresentati i circuiti equivalenti della macchina sincrona sull'asse diretto e sull'asse in quadratura.

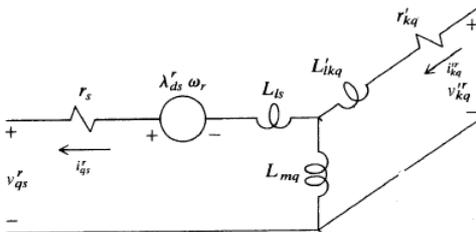


Fig.2.27a: Circuito equivalente della macchina sincrona sull'asse diretto

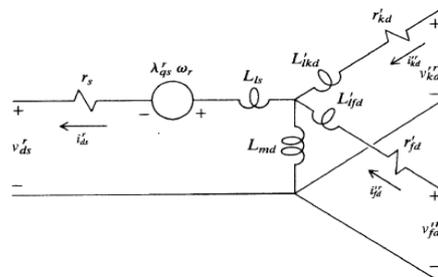


Fig.2.27b: Circuito equivalente della macchina sincrona sull'asse in quadratura

ω è la velocità angolare del rotore. L_d è l'induttanza sincrona lungo l'asse diretto, L_q è l'induttanza sincrona lungo l'asse in quadratura, L_γ è l'induttanza di dispersione, L_f è l'induttanza dell'avvolgimento di eccitazione e L_{kd} e L_{kq} sono le induttanze degli avvolgimenti smorzatori. Le mutue induttanze ci sono solo tra gli avvolgimenti sullo stesso asse. M_{df} è la mutua induttanza tra avvolgimento sincrono sull'asse diretto e quello di eccitazione, M_{dkd} è la mutua tra l'avvolgimento sincrono sull'asse diretto e quello smorzatore sullo stesso asse, M_{qkq} è la mutua tra l'avvolgimento sincrono sull'asse in quadratura e quello smorzatore sullo stesso asse, e M_{fkd} è la mutua tra l'avvolgimento di eccitazione e l'avvolgimento smorzatore sull'asse diretto. Se la macchina è isotropa $L_d = L_q$

La coppia elettromagnetica della macchina può essere formulata come:

$$T_e = p \cdot (\varphi_d \cdot i_q - \varphi_q \cdot i_d) \quad (2.27)$$

ovvero:

$$T_e = p \cdot [M_{df} \cdot i_q \cdot i_f + (L_d - L_q) \cdot i_d \cdot i_q + M_{dkd} \cdot i_q \cdot i_{kd} - M_{qkq} \cdot i_d \cdot i_{kq}] \quad (2.28)$$

con p numero di coppie polari della macchina.

Le caratteristiche di una macchina sincrona possono essere espresse secondo delle induttanze e delle costanti di tempo caratteristiche:

- Induttanza sincrona in quadratura L_q
- Induttanza subtransitoria in quadratura $L_q'' = L_q \cdot \frac{T_q''}{T_{q0}''}$
- Costante di tempo subtransitoria a vuoto dello smorzatore in quadratura (con l'avvolgimento q aperto) $T_{q0}'' = \frac{L_q}{R_l}$
- Costante di tempo subtransitoria dello smorzatore in quadratura con l'avvolgimento q in corto

$$T_q'' = T_{q0}'' \cdot \left(1 - \frac{M_{qt}^2}{L_q \cdot L_t} \right)$$

- Induttanza sincrona diretta L_d
- Induttanza transitoria diretta $L_d' = L_d \cdot \frac{T_d'}{T_{d0}'}$
- Induttanza subtransitoria diretta $L_d'' = L_d' \cdot \frac{T_d''}{T_{d0}''}$
- Costante di tempo transitoria a vuoto dell'eccitazione (con gli avvolgimenti d e kd aperti)

$$T_{d0}' = \frac{L_f}{R_f}$$

- Costante di tempo transitoria dell'eccitazione (con gli avvolgimenti d in corto e kd aperto)

$$T_d' = T_{d0}' \cdot \left(1 - \frac{M_{df}^2}{L_d \cdot L_f} \right)$$

- Costante di tempo a vuoto dello smorzatore diretto (con gli avvolgimenti d e f aperti)

$$T_s = \frac{L_s}{R_s}$$

- Costante di tempo di dispersione dello smorzatore diretto $T_s'' = T_s \cdot \left(1 - \frac{M_{fs} \cdot M_{ds}}{M_{df} \cdot L_s} \right)$

- Costante di tempo subtransitoria dello smorzatore diretto (con l'avvolgimento f in corto e d aperto)

$$T_{d0}'' = T_s \cdot \left(1 - \frac{M_{fs}^2}{L_s \cdot L_f} \right)$$

- Costante di tempo subtransitoria dello smorzatore diretto (con l'avvolgimento f e d in corto)

$$T_d'' = T_s \cdot \left(1 - \frac{M_{fs}^2 \cdot L_d + M_{ds}^2 \cdot L_f - 2 \cdot M_{df} \cdot M_{ds} \cdot M_{fs}}{L_d \cdot L_f \cdot L_s - M_{df}^2 \cdot L_s} \right)$$

Nella tabella 2.2 sono riportati i valori tipici delle reattanze x ($x=2*\pi*f$) e delle costanti di tempo della macchina sincrona

	Rotore liscio (turbogeneratori)	Poli sporgenti (con smorzatore)
x_d	1.2 + 2.0 + 2.5	0.8 + 1.2 + 1.5
x_d (satura)	1.2 + 1.6 + 2.0	0.8 + 1.0 + 1.3
x_d'	0.15 + 0.25 + 0.35	0.25 + 0.32 + 0.40
x_d' (satura)	0.14 + 0.18 + 0.25	0.22 + 0.30 + 0.35
x_d''	0.10 + 0.15 + 0.20	0.15 + 0.22 + 0.30
x_d'' (satura)	0.09 + 0.12 + 0.15	0.15 + 0.20 + 0.25
x_q	1.1 + 1.8 + 2.3	0.5 + 0.8 + 1.0
x_q''	0.10 + 0.15 + 0.20	0.15 + 0.22 + 0.30
R	0.002	0.002
T_{d0}'	5 + 8 + 12	3 + 6 + 8
T_d'	0.6 + 1.3 + 1.8	1 + 1.6 + 2.5
T_{d0}''	0.02 + 0.05 + 0.08	0.02 + 0.05 + 0.08
T_d''	0.01 + 0.03 + 0.05	0.01 + 0.03 + 0.05
T_{q0}''	0.11 + 0.25 + 0.40	0.05 + 0.11 + 0.17
T_q''	0.01 + 0.03 + 0.05	0.01 + 0.03 + 0.05
T_s'	0.02	0.04
T_a	0.20 + 0.35 + 0.50	0.15 + 0.20 + 0.30

Tab. 2.2: Grandezze caratteristiche delle macchine sincrone (le resistenze e le reattanze sono espresse in per unità, le costanti di tempo in secondi)

Il blocco “Excitation System” è un sistema di Simulink che implementa una eccitatrice in cc come descritto in [30], senza funzione di saturazione dell'eccitatrice. Gli elementi fondamentali che costituiscono il blocco di eccitazione del sistema sono il regolatore di tensione e l'eccitatrice. Il modello è rappresentato in figura 2.28.

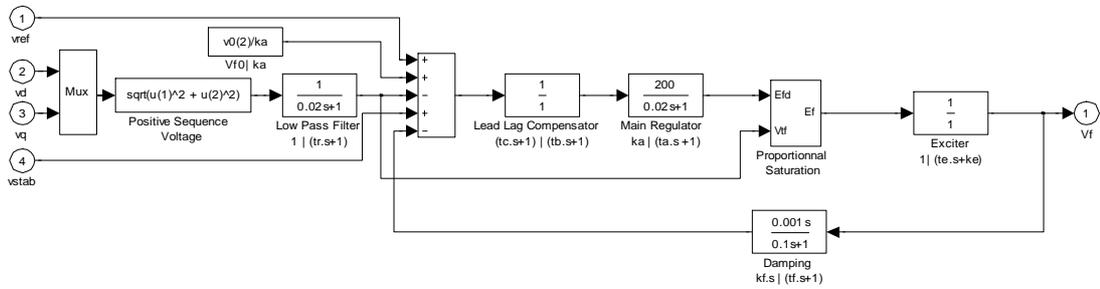


Fig. 2.28: Modello del sistema di eccitazione del generatore sincrono

Il sistema motore diesel più generatore sincrono presente in un modello demo di simulink è rappresentato in figura 2.29.

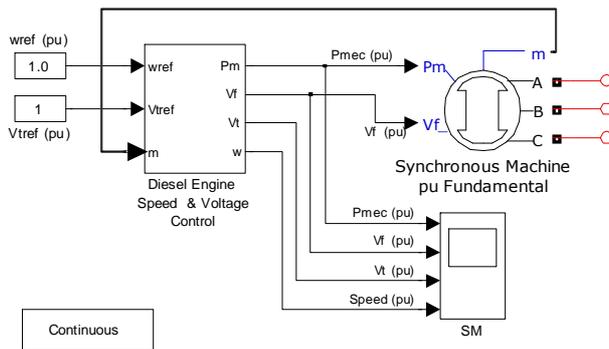


Fig.2.29: Modello generatore diesel

2.6 Eolico

La turbina eolica cattura l'energia cinetica del vento attraverso un rotore meccanicamente accoppiato ad un generatore elettrico. La prima turbina eolica per produrre elettricità risale al 1888 e fu realizzata negli Stati Uniti, presso Cleveland, in Ohio, da Charles F. Brush. Lo sviluppo però si è avuto solo negli ultimi decenni come per la gran parte delle altre fonti rinnovabili. Esistono diverse configurazioni del rotore e possono essere divise in due tipologie: rotori ad asse orizzontale e rotori ad asse verticale. I più usati sono i rotori ad asse orizzontale, mentre i rotori ad asse verticale, per esempio del tipo Darrieus, sono usati per applicazioni particolari e di minore potenza.

2.6.1 L'energia del vento

Per calcolare la potenza fornita dal vento ad un rotore si può fare riferimento alla teoria di Betz. Si consideri lo schema di figura 2.30: l'aria contenuta in un tubo di flusso incontra l'ostacolo costituito dal rotore di un aerogeneratore; avvicinandosi alle pale del rotore, l'aria del tubo di flusso viene progressivamente rallentata, la pressione, invece, aumenta. Al passaggio attraverso il rotore, l'aria gli cede energia. Nell'ipotesi che il rotore sia di spessore infinitesimo, la pressione cala bruscamente a gradino. E' proprio grazie al "salto" Δp di pressione che sul rotore viene esercitata una forza e trasferita potenza.

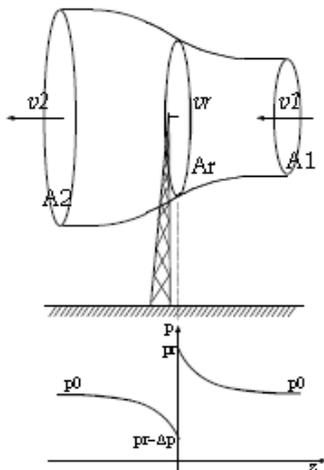


Fig.2.30: Andamento della pressione lungo il tubo di flusso

Applicando il teorema di Bernoulli a monte ed a valle del rotore, considerando che la massa d'aria m che attraversa le varie sezioni del tubo di flusso, nell'unità di tempo, sia sempre la stessa si ricava:

$$\Delta p = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot (v_1^2 - v_2^2) \quad (2.29)$$

Il salto di pressione Δp sulla sezione del rotore si ricava dalla conoscenza della velocità dell'aria v_1 e v_2 sulle due sezioni imperturbate a monte ed a valle. ρ è la densità dell'aria [kg/m^3].

La forza F (orizzontale) esercitata dal flusso d'aria sul disco attuatore è data da:

$$F = A_r \cdot \Delta p = A_r \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot (v_1^2 - v_2^2) \quad (2.30)$$

Per la conservazione della quantità di moto la forza è anche:

$$F = m \cdot (v_1 - v_2) = \rho \cdot A_r \cdot v_r \cdot (v_1 - v_2) \quad (2.31)$$

Dove v_r è la velocità dell'aria in corrispondenza dell'attuatore. Eguagliando la 2.30 e la 2.31 si ha:

$$v_r = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad (2.32)$$

Si definisce il fattore di interferenza a :

$$a = 1 - \frac{v_r}{v_1} = \frac{v_1 - v_r}{v_1} \quad (2.33)$$

E sostituendo nell'espressione 2.31 la forza è espressa da:

$$F = \rho \cdot A_r \cdot v_1^2 \cdot 2 \cdot a \cdot (1 - a) \quad (2.34)$$

La potenza trasferita al rotore è:

$$P = F \cdot v_r = 2 \cdot \rho \cdot A_r \cdot a \cdot (1 - a)^2 \cdot v_1^3 \quad (2.35)$$

Come si vede dalla teoria di Betz, la potenza estraibile da un flusso eolico risulta proporzionale all'area "spazzata" dal rotore ed al cubo della velocità dell'aria. La potenza massima estratta si ha per $a=1/3$ ed è:

$$P_{\max} = \frac{8}{27} \cdot \rho \cdot A_r \cdot v_1^3 \quad (2.36)$$

Il rapporto tra la potenza estratta e la potenza del vento imperturbato attraverso la sezione A_r in assenza del rotore, si definisce coefficiente di potenza (o di prestazione):

$$C_p = \frac{2 \cdot \rho \cdot A_r \cdot a \cdot (1 - a)^2 \cdot v_1^3}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_r \cdot v_1^3} = 4 \cdot a \cdot (1 - a)^2 \quad (2.37)$$

Il valore di C_p calcolato per $a=1/3$ è quindi $4 \cdot \frac{1}{3} \cdot \left(1 - \frac{1}{3}\right)^2 = \frac{16}{27} \cong 0.59$, la massima efficienza teorica di trasferimento è dunque pari a circa il 60%. I rotorii moderni ammettono valori di C_p nell'intervallo da 0.4 a 0.5, ovvero il 70-80% di quello teoricamente possibile. La potenza estraibile da una "vena" di vento, alla velocità assoluta del vento imperturbato v_1 si può allora scrivere nella forma:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_r \cdot v_1^3 \cdot C_p \quad (2.38)$$

Il fattore di interferenza a , e quindi il coefficiente di prestazione C_p dipendono dalle modalità costruttive del rotore e dalla velocità del vento. La densità dell'aria ρ è 1.225 kg/m³ a livello del mare, pressione di 101.3 kPa, e temperatura di 20°C. La densità diminuisce all'aumentare della temperatura e all'aumentare dell'altezza rispetto al livello del mare.

2.6.2 Turbina eolica

Le turbine eoliche più usate sono ad asse orizzontale. Le pale della macchina sono fissate su un mozzo e nell'insieme costituiscono il rotore, il mozzo a sua volta è collegato a un primo albero (main shaft), o albero lento, che ruota alla stessa velocità angolare del rotore. L'albero lento è collegato ad un moltiplicatore di giri (gearbox), da cui si diparte un albero veloce (drive shaft) che ruota con velocità angolare data da quella dell'albero lento per il rapporto di

moltiplicazione del moltiplicatore. Sull'albero veloce è posto un freno a valle del quale c'è il generatore elettrico. Tutti i componenti menzionati sono ubicati nella navicella, a sua volta, posizionata su un supporto cuscinetto (yaw ring) in maniera da essere facilmente orientabile a seconda della direzione del vento. L'intera navicella è posizionata su una torre.

La turbina presenta anche dei sistemi di controllo:

- Il controllo della potenza, che può essere eseguito ruotando le pale intorno al loro asse principale (sistema di attuazione del passo, pitch regulation), in modo da regolare l'angolo di calettamento aumentando o riducendo la superficie esposta al vento, o anche tramite la scelta di un opportuno profilo delle pale (stall regulation);
- Il controllo dell'orientamento della navicella, detto controllo dell'imbardata (yaw control), che serve a mantenere la macchina orientata nella direzione del vento, ma che può anche essere utilizzato, in linea di principio, per il controllo della potenza;
- Il controllo del sistema di frenaggio.

La velocità del rotore deve essere controllata per tre ragioni:

- Per estrarre la maggiore energia possibile;
- Per proteggere il rotore, il generatore e le apparecchiature elettroniche di potenza dal sovraccarico durante condizioni di vento forte;
- Quando il generatore viene scollegato per un guasto, o per un evento programmato o per la perdita del carico elettrico, il rotore può andare in "fuga", distruggendolo meccanicamente.

Dal punto di vista del controllo della velocità possiamo distinguere 5 diverse regioni (figura 2.31): [31]

- Velocità del vento da cui la turbina inizia a produrre energia (cut-in speed);
- Regione a C_p costante dove la velocità del rotore varia con la velocità del vento operando in corrispondenza del massimo C_p ;
- Durante i venti forti, la velocità del rotore è limitata a un valore massimo costante in base al limite dei componenti del sistema. Nella regione a velocità costante, la C_p è inferiore al valore massimo, e la potenza aumenta a un tasso inferiore a quello della prima regione;
- A velocità del vento ancora superiori, la macchina viene utilizzata a potenza costante per proteggere il generatore e l'elettronica di potenza dal sovraccarico. Ciò può essere ottenuto riducendo la velocità del rotore attraverso un freno, per esempio a correnti parassite, oppure regolando il passo delle pale.
- Oltre una certa velocità (cut-out speed) il rotore viene fermato attraverso i sistemi di frenatura per proteggere il rotore e i componenti elettrici.

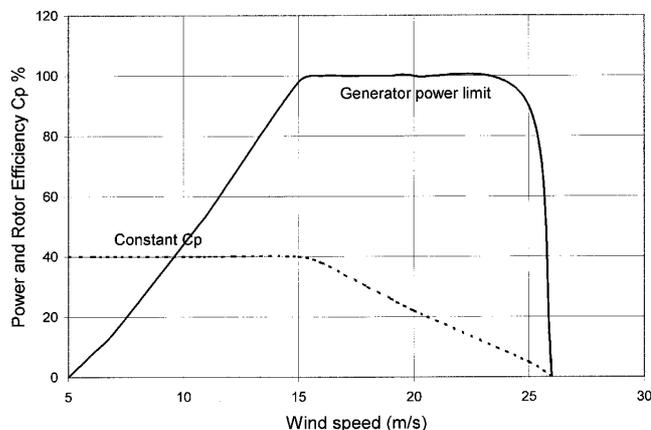


Fig.2.31: Potenza generata dalla turbina in funzione della velocità del vento

Una turbina eolica presenta le condizione di massimo coefficiente di potenza solo per un determinato rapporto λ tra la velocità periferica della pala (velocità alla punta della pala o tip speed) e la velocità del vento. Per una turbina ad asse orizzontale λ è:

$$\lambda = \frac{\pi \cdot n \cdot D}{60 \cdot v} \quad (2.39)$$

Dove D è il diametro del rotore, n è il numero di giri al minuto del rotore, e v è la velocità del vento.

I valori ottimali del rapporto λ (anche detto tip speed ratio) dipendono dal tipo di turbina. Il coefficiente di potenza per una turbina può essere espresso in funzione di λ e dell'angolo di calettamento delle pale β (Blade pitch angle).

In figura 2.32 è rappresentato un modello presente in Simulink che simula il comportamento di una turbina eolica il cui coefficiente di potenza C_p è espresso da: [32]

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.5176 \cdot \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4 \cdot \beta - 5 \right) \cdot e^{\frac{-21}{\lambda_i}} + 0.0068 \cdot \lambda \quad (2.40)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08 \cdot \beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (2.41)$$

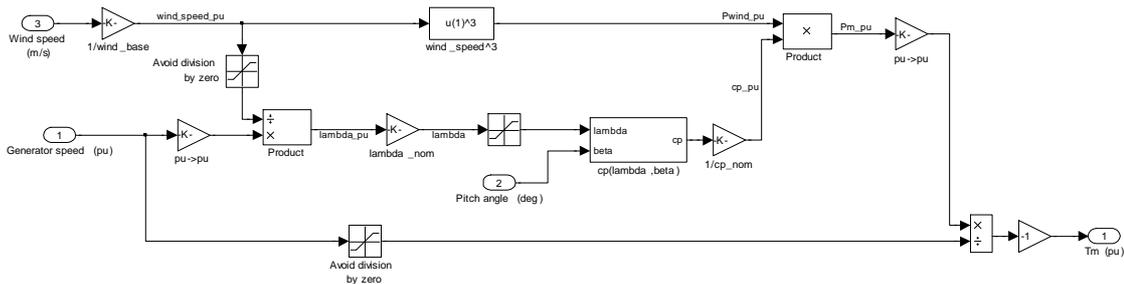


Fig.2.32: Modello di una turbina eolica

La figura 2.33 mostra il coefficiente di potenza C_p in funzione di λ per vari valori dell'angolo di calettamento delle pale β , secondo l'espressione 2.40. Note la velocità del vento e del rotore si può ricavare λ , e noto l'angolo β si ricava il coefficiente C_p , quindi attraverso la 2.38 si può ricavare la potenza meccanica generata dalla turbina.

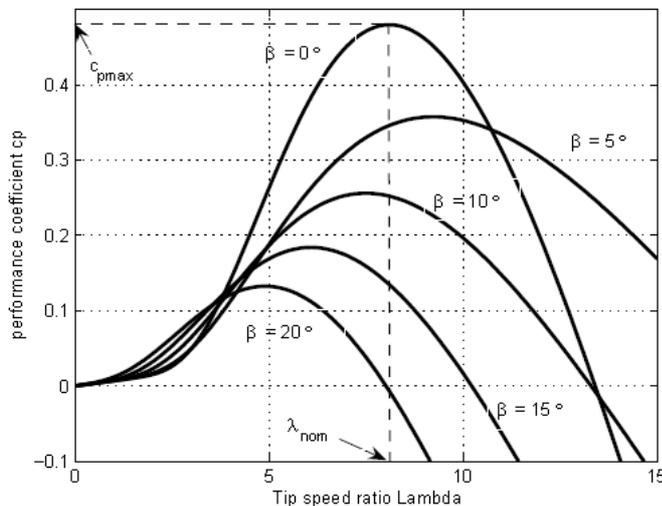


Fig.2.33: Coefficiente di potenza in funzione di λ per vari valori dell'angolo di calettamento delle pale β

2.6.3 Generatore eolico

Attualmente, ci sono differenti soluzioni tecniche adottate per la produzione di energia elettrica da fonte eolica. La soluzione più utilizzata si basa su generatori ad induzione a doppia alimentazione con moltiplicatore di giri (figura 2.34). Esso consiste nell'utilizzo del generatore accoppiato ad un sistema di alimentazione rotorica controllata da un convertitore AC-DC-AC (la potenza del convertitore è circa il 25-30% di quella totale del sistema di generazione). Il rotore deve essere logicamente di tipo avvolto e può essere alimentato a tensione e frequenza variabili attraverso il convertitore. In questo modo è possibile regolare le grandezze elettriche rotoriche per ottenere il valore richiesto di scorrimento. Il generatore a doppia alimentazione espande quindi il campo di velocità di funzionamento (valori tipici si trovano attorno al $\pm 30\%$ rispetto alla nominale) rispetto ad un normale generatore asincrono. Per un normale asincrono il funzionamento è a velocità praticamente fissa, in quanto la zona di funzionamento stabile è limitata a bassi valori di scorrimento (1-2%) che garantiscono un buon rendimento; scorrimenti più elevati fino al 10% si possono accettare solo transitoriamente, per ridurre le sollecitazioni sugli organi meccanici, come nel caso di improvvise raffiche di vento.

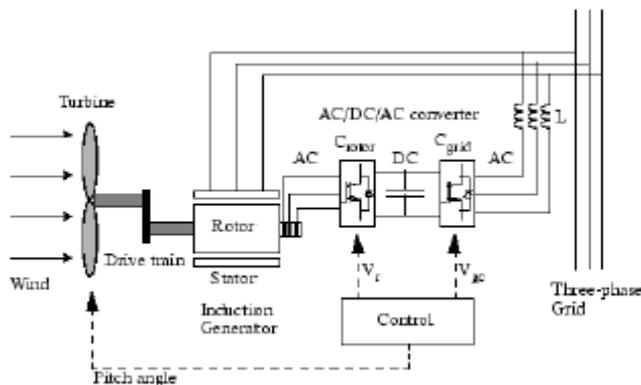


Fig.2.34: Principio di funzionamento di una turbina eolica con generatore asincrono a doppia alimentazione

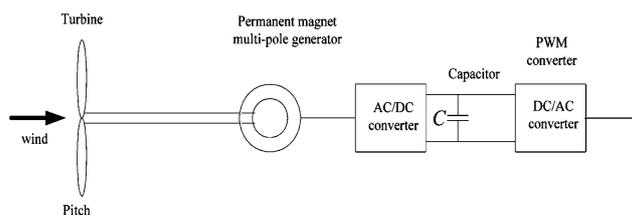


Fig.2.35: Turbina eolica accoppiata ad un generatore sincrono collegato alla rete tramite convertitore AC-DC-AC

Questa soluzione non è completamente immune da importanti svantaggi, quali il bisogno intrinseco di un moltiplicatore di giri multistadio e limitata flessibilità operativa. Una soluzione per rendere il generatore asincrono più versatile, ampliando ulteriormente i limiti di velocità, è quella di usare un normale generatore asincrono interfacciato con la rete attraverso un convertitore AC-DC-AC a piena potenza. Gli svantaggi sono legati principalmente al costo di un convertitore di potenza maggiore rispetto al caso precedente, e ad una riduzione del rendimento a causa del convertitore. Oltre a queste due soluzioni oggi si stanno sviluppando sempre più sistemi di conversione basati su generatori a magneti permanenti, ad alta (~ 1500 giri/min), media (~ 150 giri/min) o bassa velocità (~ 15 giri/min). In quest'ultimo caso si ha la cosiddetta configurazione a trasmissione diretta (direct-drive), la quale è basata sull'adozione di un generatore a bassa velocità (elevato numero di poli)

direttamente connesso al rotore della turbina eolica, eliminando i riduttori ed i relativi inconvenienti. Dal momento che la macchina a MP è una macchina sincrona, è sempre necessario per il suo funzionamento utilizzare un convertitore AC-DC-AC a piena potenza come evidenziato in figura 2.35. Di conseguenza il sistema di conversione permette di sfruttare l'intero campo di velocità disponibile e di raggiungere la migliore efficienza anche a carico parziale. [32] [33]

2.6.4 Valutazione del potenziale energetico eolico

L'intensità del vento è variabile nel tempo e questo porta necessariamente alla trattazione statistica del fenomeno, basata sull'elaborazione di un numero elevato di rilievi. Qualora sia disponibile un numero elevato di dati può introdursi il concetto di velocità media e di probabilità del vento. La velocità media sarà definita, per una funzione continua dalla relazione:

$$v_{med} = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T v(t) dt \quad (2.42)$$

dove T è il periodo di osservazione. Nel caso reale non si hanno mai a disposizione funzioni continue ma sempre un numero discreto di rilievi N , dai quali ricavare le condizioni medie con la relazione:

$$v_{med} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{j=1}^N v_j \quad (2.43)$$

dove v_j è la velocità misurata per il rilievo j -esimo.

Dal punto di vista della qualificazione anemologica di un sito la velocità media non è un parametro sufficiente a determinare lo stato di ventosità dell'area, pertanto deve essere introdotto il diagramma di frequenza ore-vento, strettamente legato al concetto di probabilità del vento. Suddividendo il dominio di velocità del vento in bande (di ampiezza tipicamente 0,5 o 1 m/s) per ciascun intervallo di osservazione si può rapportare il tempo in cui si è osservato il fenomeno rispetto al periodo totale di osservazione T . Dal punto di vista matematico la probabilità che il vento spiri ad una velocità compresa tra una velocità minima v_{min} ed una velocità massima v_{max} è data da:

$$f_{v_{min} < v < v_{max}} = \frac{N_j}{N} \quad (2.44)$$

dove N_j è il numero di osservazioni in cui la velocità misurata risulta compresa nell'intervallo tra la velocità minima v_{min} e la velocità massima v_{max} ed N è il numero totale di rilievi. Un esempio di distribuzione frequenza ore-velocità del vento è riportata in figura 2.36.

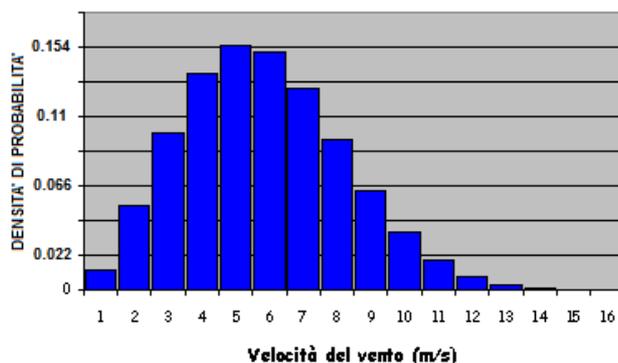


Fig. 2.36: Esempio distribuzione frequenza ore-velocità del vento

Tale distribuzione ha in genere un andamento a campana asimmetrica rispetto al picco di velocità, ma possono anche riscontrarsi distribuzioni a due picchi, o distribuzioni decrescenti tipiche dei siti caratterizzati da un'elevata frequenza di calma di vento.

La distribuzione ha le seguenti proprietà:

$$\sum_i f_i = 1$$

$$v_{med} \approx \sum_i (f_i \cdot v_i)$$

dove v_i è il valore centrale dell' i -esimo intervallo $v_{min} - v_{max}$:

$$v_i = [(v_{max} + v_{min}) / 2]_i$$

Risulta importante, inoltre, definire la densità di potenza come:

$$p = \sum_i \rho \cdot f_i \cdot \left(\frac{v_i^3}{2} \right) \quad (2.45)$$

La densità di potenza è la potenza media del flusso ad unità di area spazzata dal rotore: una quota parte di questa verrà convertita dal rotore in potenza meccanica disponibile all'asse del generatore.

Vista l'elevata aleatorietà del vento, la velocità media annua deve essere calcolata su 10 o più anni. Tuttavia, le misurazioni a lungo termine sono costose, e la maggior parte dei progetti non possono aspettare così a lungo. In tali situazioni, disponendo di dati a breve termine, per esempio un anno, i dati vengono confrontati con un sito vicino, di cui si hanno dati a lungo termine. Questo è noto come la tecnica "misurare, correlare e prevedere" (Measure, Correlate and Predict, MCP). Dal momento che il vento è influenzato dal sole e dalle stagioni, l'andamento del vento generalmente si ripete annualmente. Il vento di un sito è di solito descritto dalla velocità media mensile. Le variazioni di velocità del vento per il periodo considerato possono essere descritte da una funzione di distribuzione di probabilità.

Esistono diversi modelli matematici che consentono di simulare una distribuzione statistica di probabilità della velocità del vento; il più utilizzato è il modello a due parametri di Weibull. [31] Utilizzando la distribuzione di Weibull la probabilità che la velocità del vento sia v durante un intervallo di tempo considerato è data dalla seguente:

$$h(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c} \right)^{(k-1)} \cdot e^{-(v/c)^k} \quad (2.46)$$

Dove k è il parametro di forma della distribuzione (adimensionale, indice di ripartizione delle ore tra velocità basse e velocità alte) e c è il parametro di scala (m/s) che è strettamente legato alla velocità media della distribuzione. Nel grafico distribuzione di densità di probabilità, h viene rappresentato rispetto a v , relativamente ad un determinato periodo di osservazione, dove:

$$h = (\text{intervallo di tempo in cui la velocità del vento è compresa tra } v \text{ e } v + \Delta v) / \Delta v$$

Per definizione della funzione di densità di probabilità, la probabilità che la velocità del vento sia compresa tra 0 e infinito nell'intervallo di tempo considerato è uguale a 1, vale a dire:

$$\int_0^{\infty} h(v) dv = 1 \quad (2.47)$$

Un altro valore statistico rilevante è rappresentato dalla funzione probabilità cumulata $p_0^v(v)$, che rappresenta la probabilità che la velocità del vento assuma valori inferiori a v . Da quanto detto, dalla (2.46) è immediato ricavare:

$$p_0^v(v) = \int_0^v h(v)dv = 1 - e^{-(v/c)^k} \quad (2.48)$$

Se si sceglie il periodo di un anno, si può esprimere la funzione densità di probabilità in termini di numero ore l'anno tale che:

$h = (\text{numero di ore in cui la velocità del vento è compresa tra } v \text{ e } v + \Delta v) / \Delta v$

L'unità di h è ore per anno per m/s, e l'integrale 2.47 diventa uguale a 8760 (il numero di ore in un anno) anziché 1. Nella figura 2.37 è riportato h in funzione di v per tre diversi valori di k . [31]

La velocità media è :

$$v_{med} = \frac{1}{8760} \cdot \int_0^\infty h(v) \cdot v dv = c \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (2.49)$$

Quindi c si può ricavare come:

$$c = \frac{v_{med}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (2.50)$$

La funzione Γ (con $x = (1+1/k)$) è:

$$\Gamma(x) = \int_0^\infty y^{x-1} \cdot e^{-y} dy \quad (2.51)$$

L'integrale può essere risolto solo numericamente. Esistono anche delle relazioni approssimate per la determinazione del valore restituito dalla funzione Γ per i valori di k compresi fra 1 e 4, tra cui una delle più utilizzate risulta essere:

$$\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) = \left(0.568 + \frac{0.434}{k}\right)^{1/k} \quad (2.52)$$

k può essere ricavato in modo approssimato con la seguente formula:

$$k = 0.9847 \cdot \sigma^{-1.0966} \quad (2.53)$$

Dove σ è lo scarto quadratico medio della funzione $v(t)$ o della successione v_i :

$$\sigma = \frac{1}{v_{med}} \cdot \sqrt{\frac{\int_0^T [v(t) - v_{med}]^2 dt}{T}} \cong \frac{1}{v_{med}} \cdot \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (v_i - v_{med})^2}{N}} \quad (2.54)$$

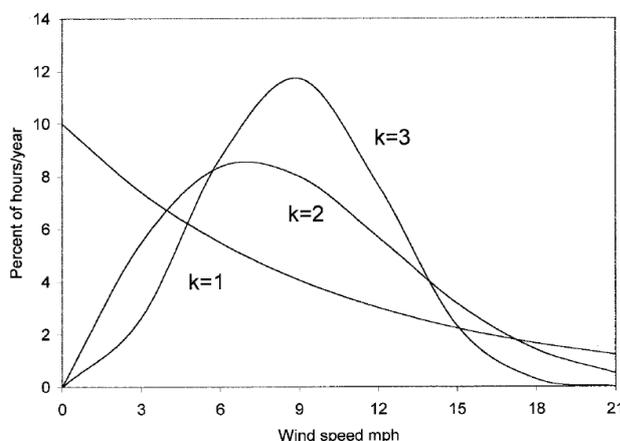


Fig. 2.37: Funzione di distribuzione di probabilità di Weibull con parametro $c=10$ e parametri $k=1, 2$ e 3

La potenza del vento è proporzionale al cubo della velocità, e l'energia raccolta durante l'anno è l'integrale di $h \cdot v^3 \cdot dv$. Quindi può essere utile definire la velocità media cubica, utile per valutare la potenzialità energetica di un sito. La velocità media cubica è:

$$v_{mc} = \sqrt[3]{\frac{1}{8760} \cdot \int_0^{\infty} h \cdot v^3 \cdot dv} \quad (2.55)$$

Quindi la potenza eolica annuale media disponibile per m^2 per un sito è:

$$P_{mc} = \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot v_{mc}^3 \quad [W/m^2] \quad (2.56)$$

Moltiplicando il valore di P_{mc} per il numero totale di ore dell'anno si ha l'energia potenzialmente producibile dal sito.

2.7 Inverter

La maggior parte delle fonti di energia rinnovabile hanno bisogno di un convertitore di elettronica di potenza per interfacciarsi con la rete. Una struttura tipica di una fonte di alimentazione con un convertitore di interfaccia è mostrata in figura 2.38. La fonte di energia può essere direttamente di tipo DC, ma può essere anche una sorgente AC, che viene rettificata in DC (per esempio una turbina eolica). In ogni caso la sorgente può includere altri convertitori di elettronica di potenza (AC/DC e DC/DC), al fine di creare e/o regolare la tensione o corrente continua. L'inverter è un convertitore DC/AC. Per quasi tutte le sorgenti da fonte rinnovabile, gli inverter a tensione impressa VSI (Voltage Source Inverters) giocano un ruolo importante nel sistema che interfaccia le sorgenti al sistema di alimentazione AC. L'inverter prevede dei moduli switch (per esempio IGBT) controllati per convertire la tensione DC in una tensione d'uscita trifase AC, che può essere regolata in frequenza e ampiezza.

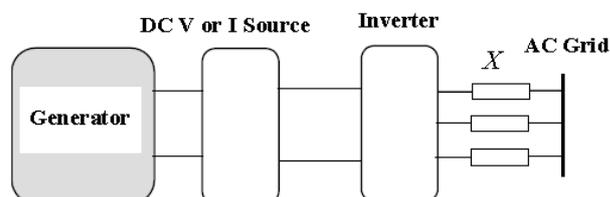


Fig.2.38: Convertitore di interfaccia di una sorgente di energia e la rete

In figura 2.39 è rappresentato il modello "switching" dell'inverter. Gli switch possono essere comandati con tecnica di modulazione PWM sinusoidale (Pulse Width Modulation). Questo modello richiede un elevato tempo per la simulazione quindi è conveniente per lo scopo di questa tesi considerare un modello "medio" come in figura 2.40. In quest'ultimo modello l'inverter è rappresentato con sorgenti di tensione e corrente controllate. Viene quindi considerata la sola armonica fondamentale.

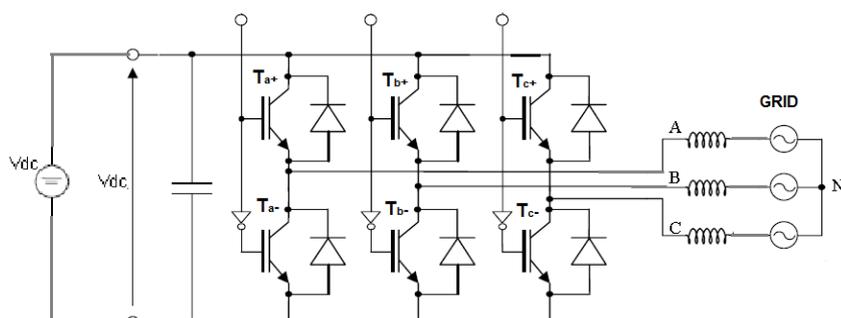


Fig.2.39: Modello "switching" dell'inverter

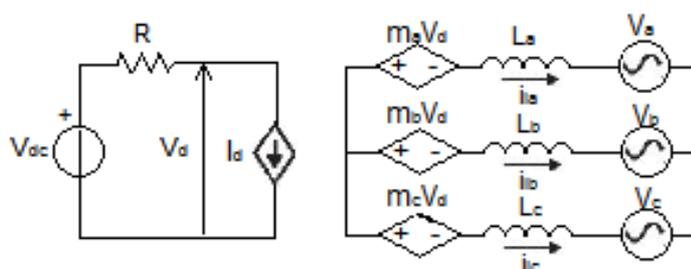


Fig.2.40: Modello "medio" dell'inverter

V_a , V_b e V_c rappresentano le tensioni stellate della rete e i_{la} , i_{lb} , i_{lc} sono le correnti di linea verso la rete. V_{dc} rappresenta la sorgente in corrente continua collegata alla rete tramite l'inverter. Per avere tensioni d'uscita trifase equilibrate in un inverter PWM, una tensione con forma d'onda triangolare v_{tri} e valore massimo \hat{V}_{tri} , detta anche portante, è confrontata con tre tensioni sinusoidali di controllo v_{Ca} , v_{Cb} , v_{Cc} che sono tra loro sfasate di 120° e il loro valor massimo è \hat{V}_{Ca} , \hat{V}_{Cb} , \hat{V}_{Cc} , come si vede in figura 2.41. v_{Ca} , v_{Cb} , v_{Cc} sono anche dette forme d'onda modulanti. In base al confronto tra questi due segnali vengono comandati gli switch dell'inverter. In riferimento alle figure 2.39 e 2.41, quando $v_{Ca} > v_{tri}$ è chiuso lo switch Ta+ e aperto lo switch Ta-, mentre quando $v_{Ca} < v_{tri}$ è chiuso lo switch Ta- e aperto lo switch Ta+. Lo stesso criterio è usato per comandare gli switch degli altri due rami dell'inverter relativi alla fase b e c. La frequenza dell'onda triangolare è anche la frequenza di commutazione degli switch, ed è anche detta frequenza portante.[34] L'uscita dell'inverter ha un elevato contenuto armonico, quindi è necessario un filtro passa basso posto sull'uscita dell'inverter per eliminare le armoniche a frequenze superiori alla fondamentale. La frequenza di risonanza del filtro è legata alla frequenza portante, in particolare è opportuno che il rapporto tra frequenza portante e frequenza di risonanza del filtro sia almeno un fattore 3. Tipicamente la frequenza portante PWM si attesta attorno a valori di 2-5 kHz. Il rapporto di modulazione d'ampiezza per le tre fasi è definito come:

$$M_a = \frac{\hat{V}_{Ca}}{\hat{V}_{tri}} \quad M_b = \frac{\hat{V}_{Cb}}{\hat{V}_{tri}} \quad M_c = \frac{\hat{V}_{Cc}}{\hat{V}_{tri}}$$

I valori efficaci dell'armonica fondamentale delle tensioni di fase in uscita nella zona di modulazione lineare ($M \leq 1$) sono dati da:

$$\begin{aligned} V_{ai} &= M_a \cdot \frac{V_d}{\sqrt{2} \cdot 2} = m_a \cdot V_d & V_{bi} &= M_b \cdot \frac{V_d}{\sqrt{2} \cdot 2} = m_b \cdot V_d \\ V_{ci} &= M_c \cdot \frac{V_d}{\sqrt{2} \cdot 2} = m_c \cdot V_d \end{aligned} \quad (2.57)$$

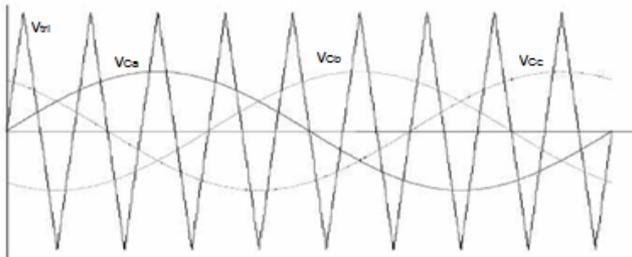


Fig.2.41: Controllo dell'accensione degli switch di un PWM trifase

L'andamento nel tempo della componente fondamentale della tensione di fase in uscita dell'inverter è pertanto:

$$\begin{cases} v_{ai}(t) = M_a \cdot \frac{V_d}{2} \cdot \cos(\omega t) \\ v_{bi}(t) = M_b \cdot \frac{V_d}{2} \cdot \cos(\omega t - 120^\circ) \\ v_{ci}(t) = M_c \cdot \frac{V_d}{2} \cdot \cos(\omega t + 120^\circ) \end{cases} \quad (2.58)$$

Uguagliando la potenza istantanea d'ingresso con quella d'uscita dell'inverter, si ottiene:

$$v_d \cdot i_d = v_{ai} \cdot i_a + v_{bi} \cdot i_b + v_{ci} \cdot i_c \quad (2.59)$$

Da cui si ricava la corrente lato continuo i_d :

$$i_d = \frac{2 \cdot V_{ai} \cdot I_a}{V_d} \cdot [\cos(\omega t) \cdot \cos(\omega t - \varphi_a)] + \frac{2 \cdot V_{bi} \cdot I_b}{V_d} \cdot [\cos(\omega t - 120^\circ) \cdot \cos(\omega t - 120^\circ - \varphi_b)] + \dots \frac{2 \cdot V_{ci} \cdot I_c}{V_d} \cdot [\cos(\omega t + 120^\circ) \cdot \cos(\omega t + 120^\circ - \varphi_c)] \quad (2.60)$$

Dove φ è l'angolo di ritardo della corrente di fase rispetto alla tensione di fase dell'inverter. Applicando la seconda formula di Werner si ricava:

$$i_d = \frac{2 \cdot V_{ai} \cdot I_a}{V_d} \cdot \frac{1}{2} \cdot [\cos(2\omega t - \varphi_a) + \cos\varphi_a] + \frac{2 \cdot V_{bi} \cdot I_b}{V_d} \cdot \frac{1}{2} \cdot [\cos(2\omega t - 240^\circ - \varphi_b) + \cos\varphi_b] + \dots + \frac{2 \cdot V_{ci} \cdot I_c}{V_d} \cdot \frac{1}{2} \cdot [\cos(2\omega t + 240^\circ - \varphi_c) + \cos\varphi_c] \quad (2.61)$$

Considerando $V_{ai}=V_{bi}=V_{ci}=V_0$, $I_a=I_b=I_c=I_0$ e $\varphi_a=\varphi_b=\varphi_c=\varphi$ risulta che i_d è una grandezza continua ed è:

$$I_d = \frac{3 \cdot V_0 \cdot I_0}{V_d} \cdot \cos\varphi \quad (2.62)$$

2.7.1 Modello dell'inverter

L'inverter deve essere in grado di controllare la potenza attiva e reattiva scambiate con la rete. Come si vede in figura 2.42 il convertitore è collegato alla rete tramite una reattanza induttiva x . In figura 2.43 è rappresentato il diagramma fasoriale. L'inverter controlla l'ampiezza e la fase della sua tensione d'uscita. La relazione vettoriale tra la tensione dell'inverter V_{conv} e la tensione della rete V_{grid} , insieme con la reattanza dell'induttore determinano il flusso di potenza attiva e reattiva dalla sorgente alla micro-grid.

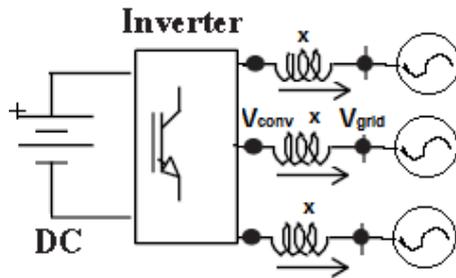


Fig.2.42: Interfaccia dell'inverter con la rete

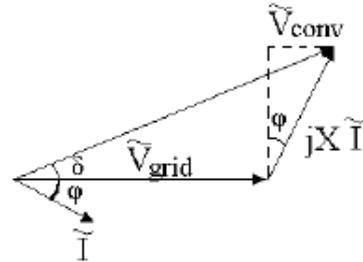


Fig.2.43: Diagramma fasoriale delle tensioni e corrente in uscita dell'inverter

La potenza attiva e reattiva erogate dall'inverter possono essere regolate controllando l'ampiezza della tensione dell'inverter, attraverso il rapporto di modulazione M , e controllando l'angolo δ con cui la tensione dell'inverter anticipa la tensione della rete. Considerando di avere terne di tensioni simmetriche la potenza attiva erogata è:

$$P = 3 \cdot V_{grid} \cdot I \cdot \cos\varphi \quad (2.63)$$

Dalla figura 2.43 si vede che:

$$I \cdot \cos \varphi = \frac{V_{conv} \cdot \sin \delta}{x} \quad (2.64)$$

Quindi la potenza attiva è anche data da:

$$P = 3 \cdot \frac{V_{grid} \cdot V_{conv}}{x} \cdot \sin \delta \quad (2.65)$$

La potenza reattiva erogata è:

$$Q = 3 \cdot V_{grid} \cdot I \cdot \sin \varphi \quad (2.66)$$

Dalla figura 2.43 si vede che:

$$I \cdot \sin \varphi = \frac{V_{conv} \cdot \cos \delta - V_{grid}}{x} \quad (2.67)$$

Quindi la potenza reattiva è anche data da:

$$Q = 3 \cdot \frac{V_{grid} \cdot V_{conv} \cdot \cos \delta - V_{grid}^2}{x} \quad (2.68)$$

Come si vede dalle formule (2.65) e (2.68) per angoli δ abbastanza piccoli, l'angolo δ influenza prevalentemente la potenza attiva P , mentre il modulo della tensione dell'inverter, e quindi il rapporto di modulazione M , influenza prevalentemente la potenza reattiva. In particolare se $V_{conv} \cdot \cos \delta > V_{grid}$ la potenza reattiva erogata è positiva (erogazione potenza induttiva ovvero assorbimento potenza capacitiva), mentre se $V_{conv} \cdot \cos \delta < V_{grid}$ la potenza reattiva erogata è negativa (erogazione potenza capacitiva ovvero assorbimento potenza induttiva).

Il valore dell'induttanza d'uscita dell'inverter ha influenza sul controllo. Nella scelta del valore dell'induttanza bisogna tener conto di:

- Limiti della tensione d'uscita dell'inverter a causa del valore della tensione continua in ingresso e alla tensione massima limite dei componenti
- Limiti nell'angolo δ . In particolare la potenza attiva P varia quasi linearmente con δ per angoli $\delta < 30^\circ$, come si vede in figura 2.44.

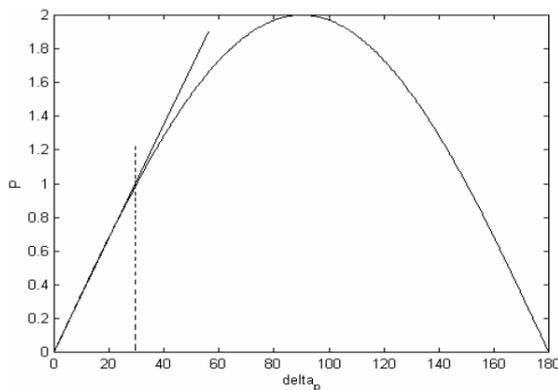


Fig.2.44: Caratteristica potenza in funzione dell'angolo δ

Con il software Simulink si è sviluppato un modello “medio” di un inverter trifase raffigurato in figura 2.45 e 2.46. Nel lato continua è presente un generatore di corrente continua controllato, la cui corrente è data dalla formula (2.62). Nel lato alternata la tensione trifase è controllata da tre generatori di tensione controllati.

Nel modello rappresentato in figura 2.46 la tensione dell'inverter viene sincronizzata con quella di rete attraverso il blocco PLL (phase-locked loop) e viene poi sfasata di un angolo δ in anticipo. Se la tensione di rete della fase a è data da:

$$v_a = \hat{V}_a \cdot \sin(\omega t) \quad (2.69)$$

La tensione in uscita dalla fase *a* dell'inverter è:

$$v_{ai} = M_a \cdot \frac{V_d}{2} \cdot \sin(\omega t + \delta) = M_a \cdot \frac{V_d}{2} \cdot [\sin(\omega t) \cdot \cos \delta + \cos(\omega t) \cdot \sin \delta] \quad (2.70)$$

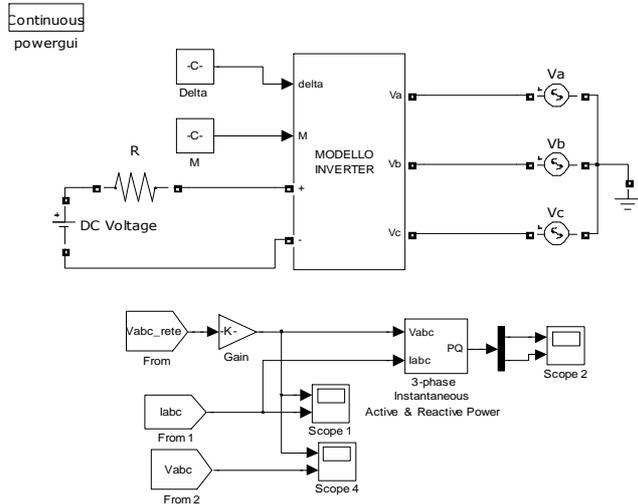


Fig.2.45: Modello del collegamento di una sorgente in continua con la rete trifase tramite inverter

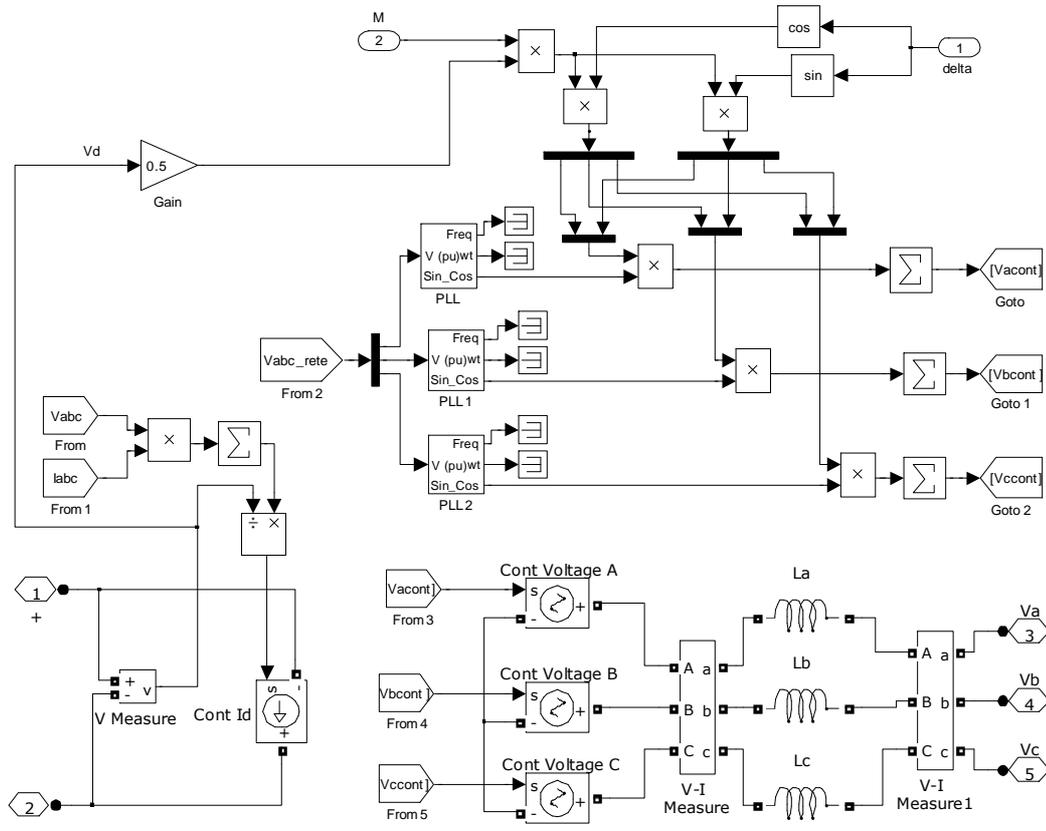


Fig.2.46: Modello dell'inverter

2.7.2 Sistema di sincronizzazione con la rete

L'inverter, nel suo funzionamento connesso in parallelo ad una rete, necessita di un sistema di riconoscimento della tensione di rete, che sia correttamente funzionante ed affidabile in ogni condizione operativa del sistema. L'identificazione della rete richiesta nelle diverse modalità di funzionamento dell'inverter consiste nell'estrazione del vettore di Park corrispondente alla sola componente fondamentale di sequenza positiva della tensione di rete. A questo scopo sono stati sviluppati sistemi di aggancio in fase con la tensione di rete, dedicati ai sistemi trifase, che sono stati denominati TPLL (*Three Phase Locked Loop*). L'output generato dal TPLL è la posizione ϑ_r del sistema di riferimento rotante definito secondo la rappresentazione di Park (vedi Appendice). Lo scopo del loop di regolazione è quello di far sì che l'angolo ϑ_r sia il più vicino possibile all'angolo di fase ϑ del vettore di spazio corrispondente alla fondamentale di sequenza positiva della tensione di rete. Ciò deve realizzarsi anche in presenza di una forte distorsione armonica della tensione di rete composta da termini a bassa frequenza preesistenti sulla alimentazione e da termini introdotti dalla commutazione dell'inverter. Il riferimento ϑ_r deve risultare corretto anche in presenza di sbilanciamento della tensione di rete. La qualità del TPLL influenza direttamente le prestazioni dell'inverter. [35]

In figura 2.47 è rappresentato uno schema del principio di funzionamento di un TPLL. Il blocco D esegue la trasformata di Park della terna di tensioni in ingresso e_a, e_b, e_c , usando come riferimento il segnale ϑ_r che il TPLL fornisce in uscita. Dal blocco D si hanno in uscita la componente sull'asse diretto e_d e la componente sull'asse in quadratura e_q della terna d'ingresso. Il TPLL forza ad andare a 0 la componente e_q relativa alla sequenza quadratura attraverso un regolatore PI (Proporzionale-Integrale). L'uscita del regolatore è una variazione di frequenza che è nulla quando l'angolo ϑ_r è sincronizzato con la tensione d'ingresso.

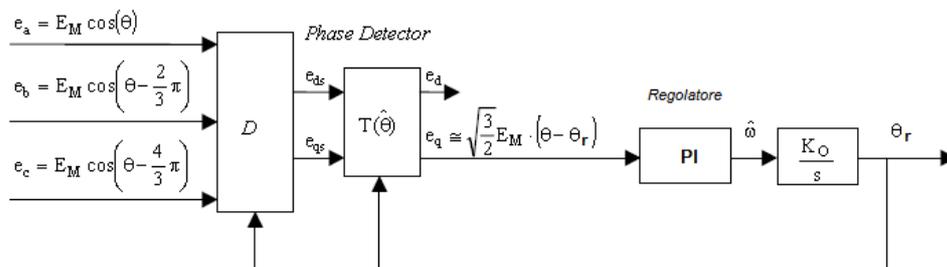


Fig. 2.47: Schema del TPLL

CAPITOLO 3

3 CONTROLLO DEI CONVERTITORI NELLE MICRO-RETI

3.1 Introduzione

Le micro-reti come già evidenziato possono funzionare in due modalità: connesse alla rete principale, oppure in isola.

Le operazioni e la gestione della micro-rete nelle diverse modalità sono controllate e coordinate attraverso i sistemi di controllo locali e il sistema di controllo centrale. Gli obiettivi principali che i sistemi di controllo devono perseguire nella modalità connessa alla rete sono:

- Stima dello stato di funzionamento e programmazione economica della produzione;
- Controllo della potenza attiva e reattiva delle sorgenti e gestione dei carichi;
- Mantenere lo scambio con la rete nei valori previsti nel contratto.

Gli obiettivi principali che i sistemi di controllo devono perseguire nella modalità disconnessa alla rete sono:

- Controllo della potenza attiva e reattiva delle sorgenti in modo da mantenere stabili la tensione e la frequenza del sistema;
- Gestione e distacco dei carichi;
- Risincronizzazione alla rete dopo che il disturbo si è estinto.

Uno delle funzioni principali del sistema di controllo centrale è fornire i set-point per la potenza attiva e reattiva, o eventualmente per la tensione e la frequenza ai vari controlli delle sorgenti in base ai vari obiettivi perseguiti.

Le strategie di controllo per le sorgenti di una micro-rete sono diverse in base alle funzioni richieste ed ai possibili scenari operativi. Il tipo di controllo delle unità è anche determinato dalla natura delle interazioni della sorgente con il sistema e con le altre sorgenti di energia. Le principali funzioni di controllo per il sistema di controllo di una sorgente sono il controllo della potenza attiva e reattiva, il controllo della tensione continua e/o il controllo della tensione alternata e della frequenza.

In ogni caso possiamo considerare di avere un controllo primario a livello del sistema di controllo distribuito e un controllo secondario basato sui sistemi di telecomunicazione tra il sistema di controllo centrale e quello locale.

3.2 Configurazioni di una micro-rete

Considerando una micro-rete composta per esempio da pannelli fotovoltaici, generatore eolico, batterie, generatore diesel si possono pensare due possibili configurazioni:

- Con accoppiamento DC tra le sorgenti;
- Con accoppiamento AC tra le sorgenti.

In entrambi gli schemi è utilizzato un inverter bidirezionale per collegare la batteria al sistema AC. Questo rende possibile caricare la batteria (il convertitore funziona da raddrizzatore) quando si ha un eccesso di energia nel lato AC (per esempio nei momenti di basso carico è possibile assorbire più energia dalla rete rispetto ai consumi), oppure quando si ha un eccesso di energia prodotta dalle fonti di energia rinnovabile. Il sistema di batterie è utile anche per una funzione di “peak shaving”, cioè la riduzione dei picchi di potenza assorbiti dalla rete. In figura 3.1a è rappresentata una micro-rete in cui le fonti di energia rinnovabile sono accoppiate nel lato continua. In figura 3.1b è rappresentata una micro-rete in cui le fonti di energia rinnovabile sono accoppiate nel lato alternata. Con l'accoppiamento DC si ha il vantaggio di avere un unico inverter. Questo dovrà essere di potenza maggiore rispetto agli inverter usati con l'accoppiamento AC. L'accoppiamento AC richiede però l'uso di più inverter. Nel caso di accoppiamento DC l'inverter risulta inoltre meglio sfruttato, in quanto le singole fonti sono sorgenti di energia con un profilo di potenza generata molto irregolare e l'inverter deve essere dimensionato per la potenza di punta.

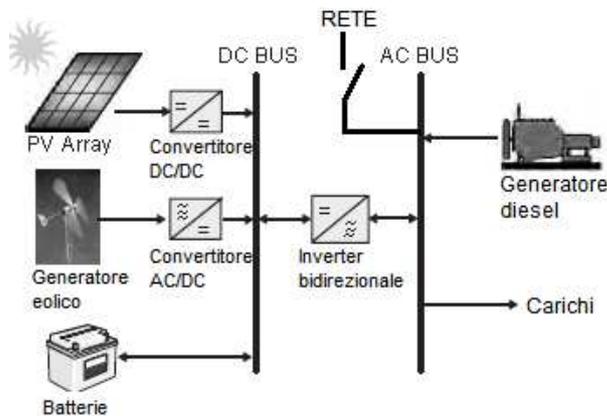


Fig. 3.1a: Micro-rete con accoppiamento DC

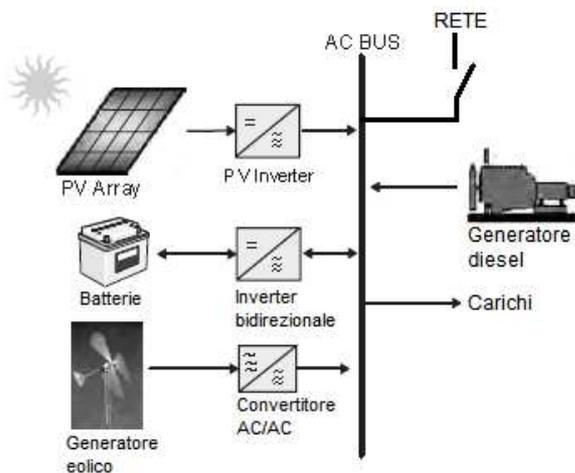


Fig. 3.1b: Micro-rete con accoppiamento AC

E' importante proteggere la micro-rete da ogni tipo di guasto, sia nel funzionamento collegato alla rete principale, sia nel funzionamento in isola. I maggiori problemi si hanno nel funzionamento in isola quando si hanno per lo più sorgenti che si interfacciano alla rete mediante inverter. In questi casi infatti le correnti di guasto potrebbero non avere valori sufficienti per utilizzare le tradizionali tecniche di protezione per sovracorrente. [36]

Una micro-rete ha diversi possibili modi di operare:

- Funzionamento con collegamento alla rete pubblica e generazione locale fissa: il nodo di connessione tra rete pubblica e micro-rete vede un flusso che varia al variare del carico e funziona come nodo di saldo.
- Funzionamento con collegamento alla rete pubblica e inseguimento del carico da parte del sistema di generazione locale: la rete pubblica vede un flusso di potenza costante il quale può essere di importo, esporto o zero, mentre la generazione locale deve soddisfare il compito di inseguire le variazioni di carico.
- Funzionamento in isola: la generazione locale deve inseguire il carico, usando anche sistemi di immagazzinamento e con la partecipazione anche del lato domanda. Sorgono anche maggiori problemi per quanto riguarda la stabilità della micro-rete in quanto non si ha più il riferimento della tensione e della frequenza della rete principale.

3.2.1 Interfaccia tra micro-rete e rete pubblica

Solitamente le micro-reti si interfacciano alla rete principale tramite un interruttore veloce a semiconduttori chiamato interruttore statico (static switch). L'interruttore statico ha la capacità di isolare la micro-rete da disturbi come guasti, eventi che abbassano la power quality o comunque eventi evidenziati nella IEEE 1547 (*Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*). Quando il disturbo si è estinto, la sincronizzazione è ottenuta utilizzando la differenza di frequenza tra la micro-rete isolata e la rete principale che assicura un transitorio libero, senza che gli angoli di fase e la frequenza coincidano necessariamente nel punto di collegamento. [36]

Un'altra soluzione può essere quella di disaccoppiare la micro-rete dalla rete principale utilizzando come interfaccia un convertitore back-to-back. Il controllo del flusso di potenza tra la rete principale e la micro-rete si ottiene controllando entrambi i convertitori. In questo modo inoltre si può migliorare ulteriormente la power quality.

Per quanto riguarda la connessione con la rete principale si ricorda come riferimento normativo italiano la CEI 0-16 (Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle Imprese distributrici di energia elettrica). Si ricorda inoltre che non è possibile alimentare in isola parte della rete di distribuzione dell'ente fornitore in caso, per esempio, di intervento delle protezioni di massima corrente nella cabina dell'ente. Allo scopo di raggiungere un adeguato livello di sicurezza ed affidabilità del sistema elettrico è necessario provvedere delle protezioni che blocchino l'insorgere di un'isola indesiderata, scollegando la micro-rete connessa alla porzione di rete dell'ente fornitore in isola, nel più breve tempo possibile. Questo in accordo con le regole di interconnessione e nel rispetto dei tempi di intervento delle protezioni/automazioni della rete pubblica, in particolare le richiuse automatiche, volte a massimizzare la continuità dell'alimentazione, per evitare tutti i problemi legati al funzionamento in isola.

3.3 Aspetti legati alle caratteristiche degli inverter ed al loro controllo

Storicamente i sistemi di generazione più diffusi sono le macchine sincrone e le loro caratteristiche hanno influenzato lo sviluppo degli altri aspetti delle reti di potenza. I convertitori di elettronica di potenza invece hanno caratteristiche diverse e quindi i nuovi sistemi di distribuzione devono essere adattati a queste nuove caratteristiche. Le caratteristiche principali relative ad una macchina elettrica sono:

- Operano come generatori di tensione con ampiezza regolabile. La regolazione è attuata con un sistema di controllo dell'eccitazione a catena chiusa.
- La "sinusoidalità" è una caratteristica intrinseca degli aspetti costruttivi della macchina. L'indice di distorsione armonica (total harmonic distortion THD) della tensione è basso.
- La corrente di cortocircuito non è elevata (un valore orientativo è 2-2.5 volte la corrente nominale) perché la reattanza sincrona è relativamente elevata.
- La corrente nominale è legata all'aumento di temperatura dell'isolamento degli avvolgimenti. La costante di tempo termica della macchina è relativamente elevata. La macchina può sopportare per brevi periodi correnti di guasto fino a 10 volte la corrente nominale.
- Lo scambio di potenza reale è legata alla coppia applicata all'albero. La distribuzione del carico può essere ottenuta con un sistema di governo a catena chiusa che rende la potenza in uscita funzione della frequenza (comune) del sistema. Questo tipo di controllo tuttavia si uniforma al comportamento intrinseco del motore primo, che tende a diminuire la velocità quando gli viene aumentato il carico.

Le caratteristiche corrispondenti dell'inverter sono:

- Operano solitamente come sorgenti di tensioni con controllo dell'ampiezza quasi istantaneo e indipendente per ogni fase.
- La tensione sinusoidale si ottiene attraverso l'uso di un'ideale forma d'onda sinusoidale di riferimento, ma si possono anche usare altre forme d'onda. Lo spettro a bassa frequenza è ben controllato, ma l'azione di commutazione dell'inverter produce distorsione ad alta frequenza che può essere ridotta solo mediante dei filtri.
- La corrente di cortocircuito è limitata solo dall'impedenza della rete a monte ed è quindi potenzialmente elevata. Sono necessarie delle protezioni per limitarla.
- La corrente nominale è fissata dall'innalzamento della temperatura dei semiconduttori. La costante di tempo termica del semiconduttore è piccola e sovracorrenti elevate provocano la distruzione dei dispositivi in tempi inferiori al ms. Anche il sistema di raffreddamento ha costanti di tempo basse e quindi sovracorrenti di valore moderato possono essere sopportate solo per tempi brevi a meno che non siano stati sovradimensionati i componenti dell'inverter.
- Lo scambio di potenza è stabilito dai riferimenti applicati al sistema di controllo. [37]

3.4 Controllo dell'inverter delle sorgenti

Le sorgenti di energia distribuite dal punto di vista del controllo di potenza possono essere divise in due categorie principali:

- Sorgenti dispacciabili
- Sorgenti non dispacciabili.

Le sorgenti dispacciabili possono essere controllate in base ad opportuni set-point in base alle esigenze della micro-rete. Rientrano in queste categoria i sistemi di accumulo come le batterie. Le sorgenti non dispacciabili invece sono solitamente controllate in modo da ottenere il funzionamento ottimale della sorgente. Per esempio le sorgenti di energia eolica e di energia fotovoltaica non sono dispacciabili, ed infatti sono solitamente controllate con una strategia atta ad inseguire il punto di massima potenza (maximum point of power tracking MPPT), in modo da avere la massima produzione.

Il controllo delle sorgenti di energia è anche determinato dal tipo di interazione con il sistema e con le altre sorgenti. Le principali funzioni di controllo dei convertitori per l'interfaccia delle sorgenti distribuite sono il controllo della tensione e della frequenza e/o il controllo della potenza attiva e della potenza reattiva. Esistono varie strategie di controllo a seconda dei tipi di funzionamento richiesti che possiamo dividere in due categorie principali:

- Funzionamento ad "inseguire" la rete
- Funzionamento a "costituire" la rete.

L'approccio ad "inseguire" la rete è usato quando non è necessario il controllo diretto della tensione e/o della frequenza nel nodo di interfaccia. In questi casi si può non avere nessuna interazione di controllo con la micro-rete come per esempio per il controllo MPPT di un sistema fotovoltaico, dove l'unico obiettivo è massimizzare la potenza prodotta dalla sorgente. Si attua quindi un controllo della tensione continua in ingresso all'inverter di interfaccia in modo da immettere in rete tutta la potenza generata dalla sorgente. Nel caso invece si tratti di una sorgente dispacciabile, restando sempre nel concetto di inseguire la rete, si può avere interazione di controllo con la micro-rete. La strategia di controllo si basa su specifici set-points per la potenza attiva e reattiva generate forniti dal sistema di controllo centrale della micro-rete. I valori di riferimento per la potenza attiva e per la potenza reattiva possono essere imposti dal sistema centrale di controllo della micro-rete o calcolati localmente in base ad un specifico profilo di potenza per ottimizzare la potenza attiva e reattiva erogata dall'unità. [3]

Nel caso la micro-rete funzioni in isola non si ha nessun riferimento di tensione e frequenza esterno alla micro-rete. Si ha quindi un approccio a "costituire" la rete. Si può pensare ad un controllo che prescindia dai sistemi di telecomunicazione. Un comune approccio per distribuire la potenza attiva e reattiva tra le varie sorgenti di energia è quello di controllare l'inverter d'interfaccia della sorgente in modo da emulare il comportamento di una macchina rotante. All'interno di una micro-rete isolata si può avere una sola sorgente con il compito di regolare la tensione e imporre le frequenza del sistema. L'unità deve avere una adeguata capacità di riserva per garantire il bilancio di potenza. Se due o più sorgenti partecipano attivamente a stabilizzare la rete e a regolare la tensione si possono usare delle strategie di controllo basate sull'abbassamento di frequenza e sull'abbassamento di tensione per distribuire la potenza attiva e reattiva tra le varie sorgenti. In questo caso, la tensione e la frequenza della micro-rete possono discostarsi dai valori nominali, entro limiti accettabili, a seconda del livello di carico e delle caratteristiche del sistema di controllo. [3]

3.4.1 Controllo della caduta di tensione e della caduta di frequenza

L'integrazione di un gran numero di micro-sorgenti in una micro-rete non è possibile con un semplice controllo P-Q. Per garantire la stabilità della rete è necessaria una regolazione della tensione. Nelle grandi reti l'impedenza tra i generatori riduce la possibilità di circolazione di corrente, ma in una micro-rete c'è un grosso problema dovuto ad una elevata circolazione di corrente reattiva. Con un piccolo errore di settaggio della tensione la corrente circolante può superare quella consentita per la sorgente. Per questo è necessario un controllo della caduta della tensione (voltage droop control) ovvero un controllo tensione versus corrente reattiva. Se la corrente reattiva generata dalla sorgente diventa più capacitiva il riferimento di tensione viene ridotto, viceversa se la corrente reattiva diventa più induttiva il riferimento di tensione viene aumentato come si vede in figura 3.2. La Q limite è una funzione dei volt-ampere (VA) nominali dell'inverter e della potenza che viene erogata in quell'istante dalla sorgente:

$$Q_{\max}^2 = VA^2 - P^2$$

Questo sistema di controllo può essere usato anche per il controllo della tensione della micro-rete nel caso di funzionamento in isola, controllando così la potenza reattiva prodotta dalla varie sorgenti e garantendo la stabilità della micro-rete.

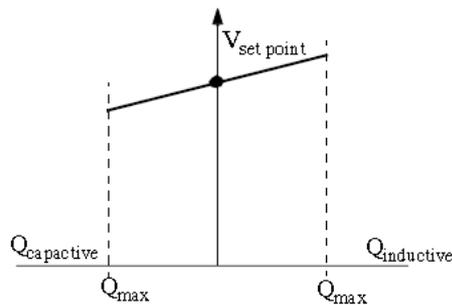


Fig. 3.2: Controllo tensione in funzione della corrente reattiva

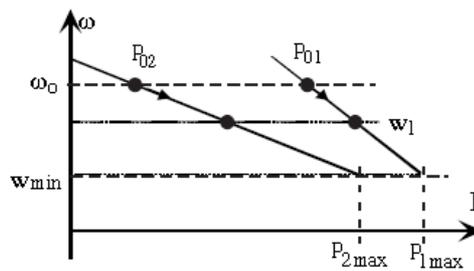


Fig. 3.3: Controllo frequenza in funzione della potenza attiva

La micro-rete deve avere la capacità di passare facilmente dal funzionamento con controllo del dispacciamento della potenza (funzionamento della micro-rete collegata alla rete principale) al funzionamento con controllo “ad inseguire” il carico (funzionamento della micro-rete in isola). Problemi, come piccoli errori della frequenza imposta dal controllo nelle varie sorgenti, e la necessità di cambiare il set-point della potenza per rispondere alle variazioni di carico, implicano un sistema di comunicazione complesso. Il problema può essere risolto con un sistema di controllo della caduta di frequenza della micro-rete (frequency droop control) ovvero un controllo frequenza versus potenza attiva. Se a causa di guasti si perde la rete principale, la micro-rete deve passare al funzionamento in isola senza problemi. Con la separazione dalla rete l'angolo di fase della tensione cambia in ogni sorgente, con conseguente riduzione della frequenza del sistema (se nell'istante in cui avviene il distacco si stava importando energia dalla rete, altrimenti la frequenza salirebbe). Questa riduzione di frequenza associata all'aumento di potenza permette ad ogni sorgente di fornire un suo contributo di potenza senza che il sistema centrale di controllo della micro-rete fornisca nuove informazioni per il dispacciamento. Come si vede in figura 3.3 considerando due sorgenti, si definisce la potenza di dispacciamento nel funzionamento

connesso alla rete principale (P_{01} , P_{02}) alla frequenza base ω_0 . La pendenza dello statismo è definita in modo da garantire che le due sorgenti siano alla potenza massima alla stessa frequenza minima. [38] In figura 3.4 è rappresentato un diagramma a blocchi della strategia di controllo descritta.

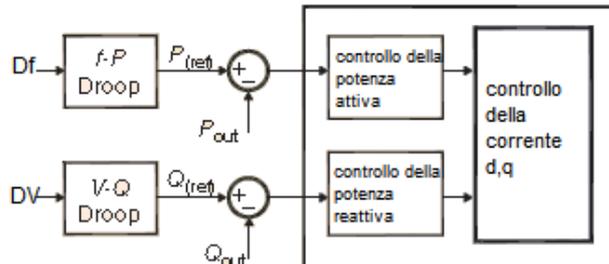


Fig. 3.4: Strategia del sistema di controllo della caduta di tensione e della caduta di frequenza

3.4.2 Controllo della potenza erogata dall'inverter

Nel caso la micro-rete funzioni connessa alla rete, come precedentemente detto, può essere necessario un controllo della potenza attiva e reattiva, mentre l'ampiezza della tensione e la frequenza sono stabiliti dalla rete. Nei seguenti due paragrafi vengono presentati due sistemi di controllo della potenza attiva e reattiva erogata dall'inverter.

Un primo metodo si basa sul controllo diretto del rapporto di modulazione M e sul controllo dell'angolo di sfasamento δ tra la tensione dell'inverter e la tensione della rete.

Il secondo metodo che si trova sovente in letteratura si basa su un controllo di corrente. Quest'ultimo metodo ha il vantaggio di poter controllare e limitare la corrente erogata dall'inverter ai valori consentiti dai dispositivi di potenza per esempio in caso di cortocircuito nella rete. Questo metodo inoltre presenta un errore a regime tra la potenza di riferimento e quella erogata minore. Entrambi i sistemi sono sviluppati in un sistema di riferimento " d,q ".

Nel paragrafo successivo viene analizzato un sistema di controllo della tensione continua in ingresso dell'inverter, in modo da garantire il bilancio tra la potenza generata dalla sorgente di energia e la potenza immessa in rete. Questo controllo è adatto per controllare la potenza in uscita da sorgenti di energia non dispacciabili come il fotovoltaico e l'eolico. Viene infatti analizzata un'applicazione simulando il funzionamento di un impianto fotovoltaico.

3.4.2.1 Controllo della potenza erogata dall'inverter mediante il controllo diretto del rapporto di modulazione M e sul controllo dell'angolo di sfasamento δ

In questo paragrafo viene descritto un sistema di controllo della potenza attiva e reattiva scambiata tra l'inverter e la rete. Utilizzando la trasformata " $d,q,0$ " si può semplificare lo studio di un sistema trifase. Questa trasformazione è comunemente usata nei modelli delle macchine elettriche dove è conosciuta come trasformata di Park (vedi appendice). Attraverso questa trasformazione si può rappresentare una terna di grandezze trifase con tre grandezze continue in un sistema di riferimento rotante a due assi ortogonali. Considerando una terna di grandezze V_a , V_b e V_c le componenti $d,q,0$ della trasformata sono date da:

$$\begin{aligned}
 V_d &= \frac{2}{3} [V_a \cdot \cos(\omega t) + V_b \cdot \cos(\omega t - 2\pi/3) + V_c \cdot \cos(\omega t + 2\pi/3)] \\
 V_q &= \frac{2}{3} [-V_a \cdot \sin(\omega t) - V_b \cdot \sin(\omega t - 2\pi/3) - V_c \cdot \sin(\omega t + 2\pi/3)] \\
 V_0 &= \frac{1}{3} \cdot (V_a + V_b + V_c)
 \end{aligned} \tag{3.1}$$

Dove ω è la velocità di rotazione del sistema di riferimento. In particolare se la terna è bilanciata il sistema può essere rappresentato dalle sole due componenti d e q .

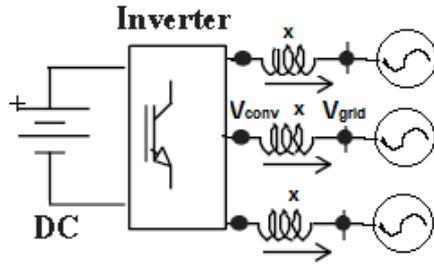


Fig.3.5: Interfaccia dell'inverter con la rete

Si consideri lo schema di figura 3.5, considerando però il caso di sistema trifase. Si considera che la rete fornisca una terna bilanciata e simmetrica di tensioni. Per applicare la trasformazione “ $d,q,0$ ” si sceglie un sistema di riferimento sincrono con la frequenza della tensione di rete e in particolare con l'asse d coincidente con la fase a . In questo modo $V_q \text{ grid} = 0$. La potenza attiva P e la potenza reattiva Q erogate dall'inverter sono allora:

$$P = \frac{3}{2} (V_{d \text{ grid}} \cdot i_d + V_{q \text{ grid}} \cdot i_q) = \frac{3}{2} \cdot V_{d \text{ grid}} \cdot i_d \tag{3.2}$$

$$Q = \frac{3}{2} (V_{q \text{ grid}} \cdot i_d - V_{d \text{ grid}} \cdot i_q) = -\frac{3}{2} \cdot V_{d \text{ grid}} \cdot i_q \tag{3.3}$$

Dalla formula 2.64 si ricava:

$$i_d = \frac{V_{q \text{ conv}}}{x} \tag{3.4}$$

Quindi sostituendo la formula 3.4 nella 3.2 la potenza attiva risulta:

$$P = \frac{3}{2} \cdot V_{d \text{ grid}} \cdot \frac{V_{q \text{ conv}}}{x} \tag{3.5}$$

Nota la potenza attiva di riferimento P_{ref} che l'inverter deve erogare si ricava la tensione in quadratura di riferimento $V_{q \text{ ref}}$:

$$V_{q \text{ ref}} = \frac{2}{3} \cdot \frac{P_{ref} \cdot x}{V_{d \text{ grid}}} \tag{3.6}$$

Dalla formula 2.67 si ricava:

$$i_q = -\frac{V_{d \text{ conv}} - V_{d \text{ grid}}}{x} \tag{3.7}$$

Quindi sostituendo la formula 3.7 nella 3.3 la potenza reattiva risulta:

$$Q = \frac{3}{2} \cdot V_{d \text{ grid}} \cdot \frac{V_{d \text{ conv}} - V_{d \text{ grid}}}{x} \quad (3.8)$$

Nota la potenza reattiva di riferimento Q_{ref} che l'inverter deve erogare si ricava la tensione diretta di riferimento $V_{d \text{ ref}}$:

$$V_{d \text{ ref}} = \frac{2}{3} \cdot \frac{Q_{ref} \cdot x}{V_{d \text{ grid}}} + V_{d \text{ grid}} \quad (3.9)$$

Le tensioni $V_{d \text{ ref}}$ e $V_{q \text{ ref}}$ vengono quindi confrontate rispettivamente con le tensioni misurate in uscita dall'inverter $V_{d \text{ conv}}$ e $V_{q \text{ conv}}$. Si trova quindi l'errore della tensione diretta ΔV_d e l'errore della tensione in quadratura ΔV_q come si vede in figura 3.6. Gli errori vengono quindi mandati in ingresso a regolatori PI (proporzionale-integrale).

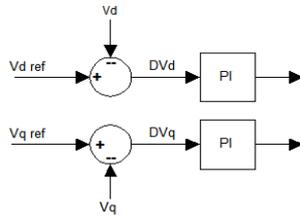


Fig.:3.6: Controllo delle componenti V_d e V_q della tensione dell'inverter

La variazione sul rapporto di modulazione M per annullare l'errore nella tensione dell'inverter in modo da erogare la potenza attiva di riferimento P_{ref} e la potenza reattiva di riferimento Q_{ref} è data da:

$$\Delta M = \frac{\sqrt{(V_{d \text{ ref}} + \Delta V_d)^2 + (V_{q \text{ ref}} + \Delta V_q)^2} - \sqrt{V_{d \text{ ref}}^2 + V_{q \text{ ref}}^2}}{V_{conv}} \quad (3.10)$$

Considerando:

$$\tan \delta = \frac{V_q}{V_d} \quad \tan(\delta + \Delta\delta) = \frac{V_q + \Delta V_q}{V_d + \Delta V_d} \quad (3.11)$$

La variazione sull'angolo di sfasamento tra la tensione dell'inverter e la tensione della rete δ per annullare l'errore nella tensione dell'inverter si può ricavare come segue:

$$\tan(\delta + \Delta\delta) = \frac{\tan \delta + \tan \Delta\delta}{1 - \tan \delta \cdot \tan \Delta\delta}$$

$$\tan \Delta\delta \cdot (1 + \tan \Delta\delta \cdot \tan(\delta + \Delta\delta)) = \tan(\delta + \Delta\delta) - \tan \delta$$

$$\tan \Delta\delta = \frac{\tan(\delta + \Delta\delta) - \tan \delta}{1 + \tan(\delta + \Delta\delta) \cdot \tan \delta}$$

$$\tan \Delta\delta = \frac{\frac{V_q + \Delta V_q}{V_d + \Delta V_d} - \frac{V_q}{V_d}}{1 + \frac{V_q + \Delta V_q}{V_d + \Delta V_d} \cdot \frac{V_q}{V_d}}$$

$$\Delta\delta = \arctan \left(\frac{V_d \cdot \Delta V_q - V_q \cdot \Delta V_d}{(V_d + \Delta V_d) \cdot V_d + (V_q + \Delta V_q) \cdot V_q} \right) \quad (3.12)$$

In figura 3.7 è rappresentato il modello dell'inverter sviluppato in simulink con controllo di potenza descritto in questo paragrafo.

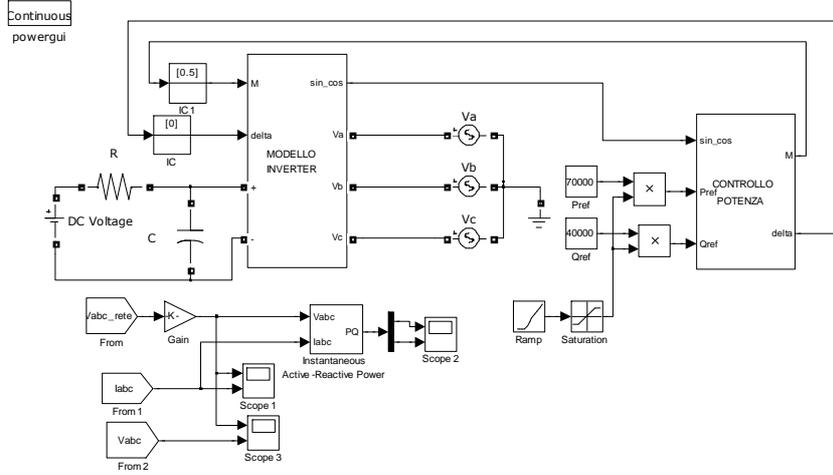


Fig.3.7: Modello inverter con controllo della potenza

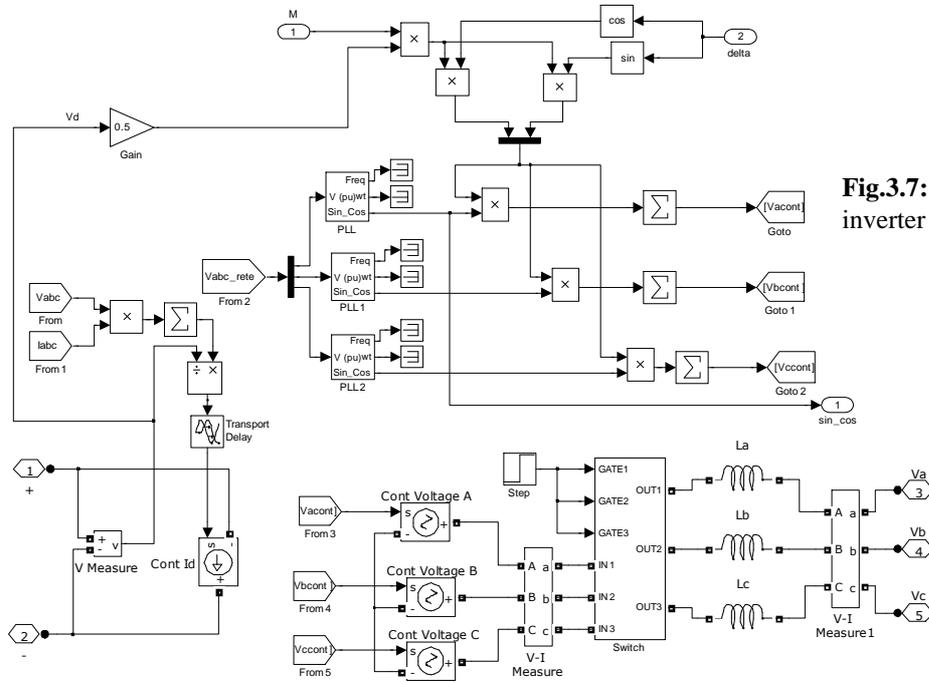


Fig.3.7: Modello inverter

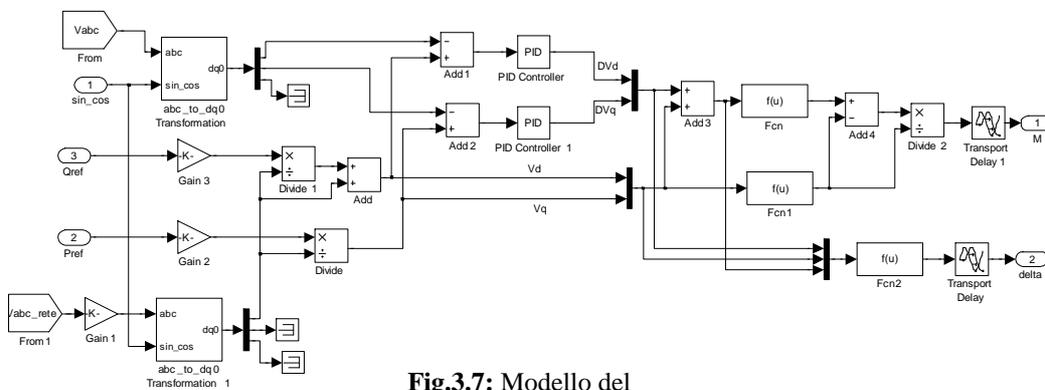


Fig.3.7: Modello del controllo della potenza

L'inverter è collegato alla rete AC mediante tre induttanze da 2 mH, mentre il lato continua è alimentato da un generatore ideale di tensione continua di 900 V.

L'inverter risulta collegato alla terna di generatori AC tramite tre switch che inizialmente sono aperti. All'istante $t = 0.5$ s della simulazione, dopo che la tensione in uscita dell'inverter si è sincronizzata con quella dei generatori, vengono chiusi gli switch. A questo punto la potenza attiva di riferimento in ingresso al controllo di potenza sale, con una rampa con pendenza = 140 kW/s, al valore di riferimento $P_{ref} = 70$ kW. La potenza reattiva di riferimento invece sale, con una rampa con pendenza = 80 kvar/s, al valore di riferimento $Q_{ref} = 40$ kvar.

In figura 3.8 sono rappresentati l'andamento della potenza attiva e reattiva e l'andamento della potenza attiva e reattiva di riferimento ottenuti dalla simulazione del modello di figura 3.7. In figura 3.9 invece è rappresentato l'andamento della corrente in ingresso all'inverter. Si è considerato di avere nel lato alternata una terna simmetrica di tensioni sinusoidali.

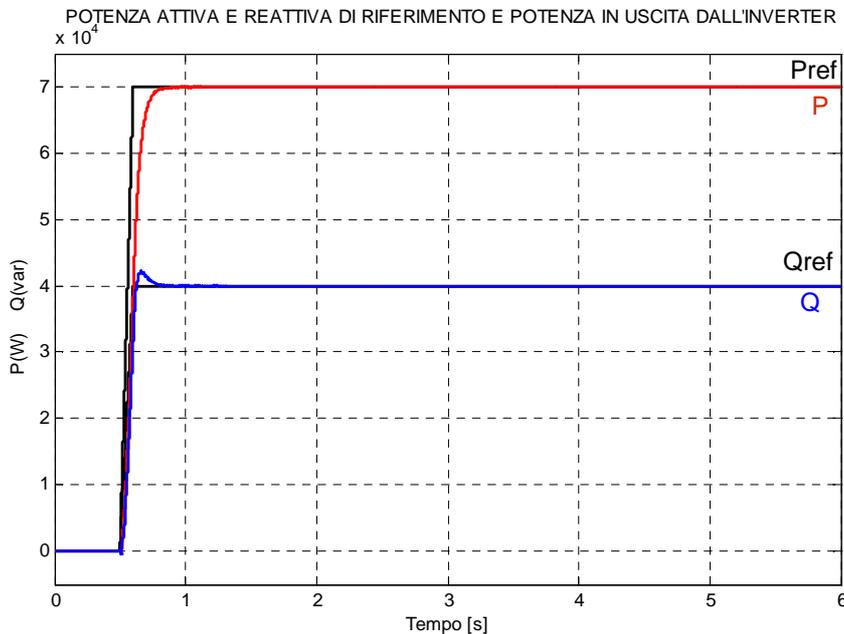


Fig.3.8: Andamento potenza in uscita e della potenza di riferimento nella simulazione del modello dell'inverter

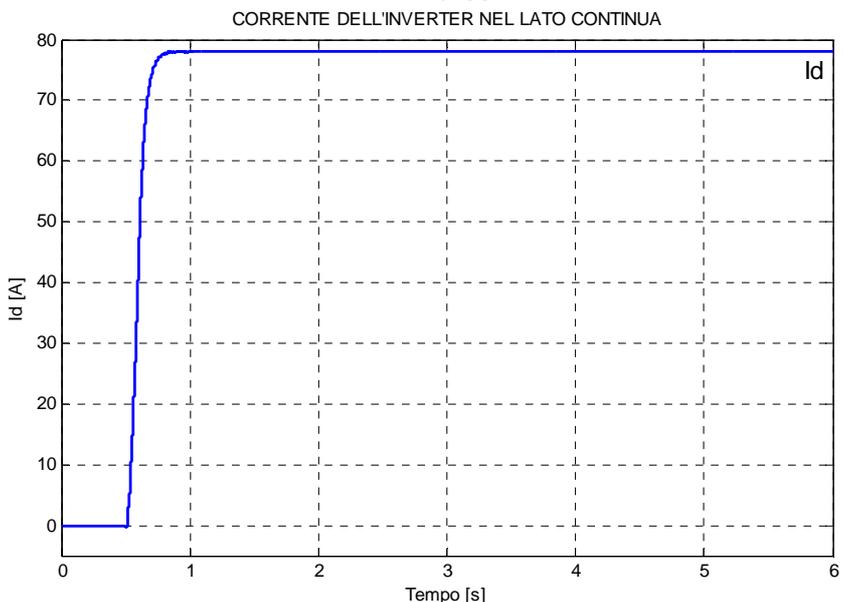


Fig.3.9: Andamento della corrente in ingresso all'inverter ottenuti dalla simulazione

In figura 3.10 è rappresentato l'andamento delle terna di tensioni in uscita dall'inverter e l'andamento della tensione di rete nelle condizioni di simulazione precedentemente dette. In figura 3.11 è rappresentato l'andamento delle terna di tensioni in uscita dall'inverter e l'andamento della tensione di rete con una potenza reattiva erogata nulla e una potenza attiva sempre di 70 kW. Si vede che l'angolo δ nei due casi varia poco precisamente è di $13,41^\circ$ nel primo caso e $15,42^\circ$ nel secondo caso. La tensione di picco in uscita dell'inverter è invece 388 V mentre nel secondo caso è di 338 V e si ha $V_{conv} \cdot \cos\delta = V_{grid}$, infatti la potenza reattiva erogata è nulla.

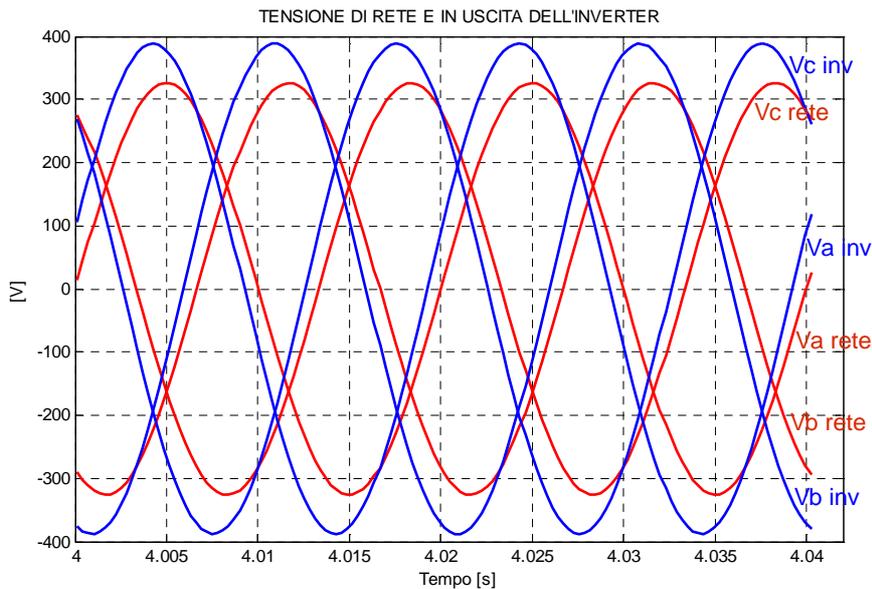


Fig.3.10: Tensioni in uscita all'inverter e tensione di rete con $P = 70 \text{ kW}$ e $Q = 40 \text{ kvar}$

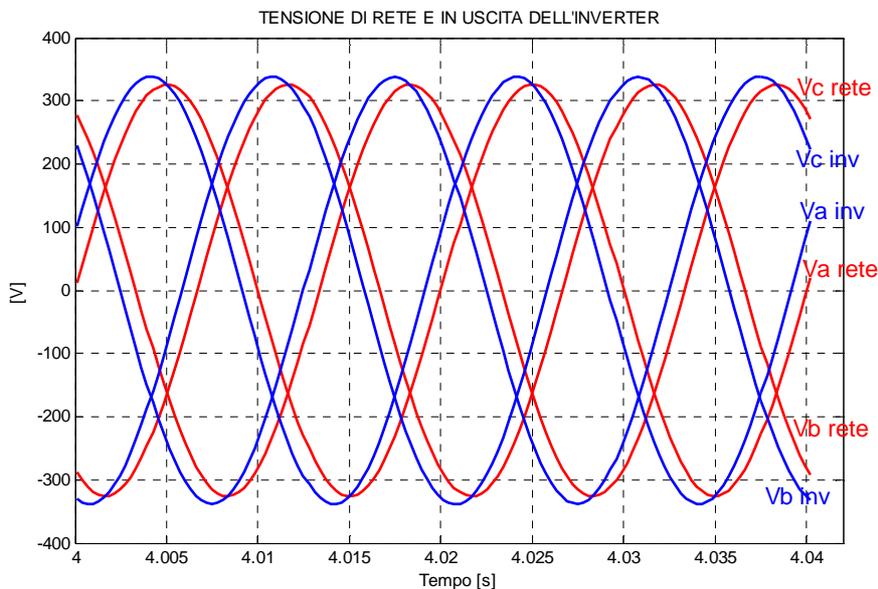


Fig.3.11: Tensioni in uscita all'inverter e tensione di rete con $P = 70 \text{ kW}$ e $Q = 0 \text{ kvar}$

3.4.2.2 Controllo della potenza erogata dall'inverter mediante controllo di corrente

Per determinare le forme d'onda dei segnali di controllo del PWM di un inverter trifase si può usare un controllo di corrente. I segnali di controllo devono essere sincronizzati rispetto la tensione della rete tramite un TPLL (vedi paragrafo 2.7.2). Il sistema di controllo viene sviluppato nel sistema di riferimento $d,q,0$ che specifica la componente sull'asse diretto d e sull'asse in quadratura q della corrente d'uscita dell'inverter, corrispondenti rispettivamente alla potenza attiva e alla potenza reattiva. La potenza attiva e reattiva possono infatti essere espresse come segue:

$$P = \frac{3}{2} (V_{d \text{ grid}} \cdot I_d + V_{q \text{ grid}} \cdot I_q) = \frac{3}{2} \cdot V_{d \text{ grid}} \cdot I_d \quad (3.13)$$

$$Q = \frac{3}{2} (V_{q \text{ grid}} \cdot I_d - V_{d \text{ grid}} \cdot I_q) = -\frac{3}{2} \cdot V_{d \text{ grid}} \cdot I_q \quad (3.14)$$

Le componenti delle correnti I_d e I_q sono ricavate attraverso la trasformazione di Park secondo il sistema di riferimento sincrono rispetto la tensione di rete ($V_{q \text{ grid}} = 0$). Controllando in modo indipendente le componenti I_d e I_q della corrente erogata dall'inverter è possibile controllare in modo indipendente la potenza attiva e la potenza reattiva in uscita dall'inverter. Lo scopo è controllare la potenza dell'inverter in modo da avere in uscita la potenza attiva P_{ref} e reattiva Q_{ref} desiderate. Associate a queste potenze si individuano le componenti $I_{d \text{ ref}}$ e $I_{q \text{ ref}}$ di riferimento:

$$I_{d \text{ ref}} = \frac{2}{3} \cdot \frac{P_{ref}}{V_{d \text{ grid}}} \quad (3.15)$$

$$I_{q \text{ ref}} = -\frac{2}{3} \cdot \frac{Q_{ref}}{V_{d \text{ grid}}} \quad (3.16)$$

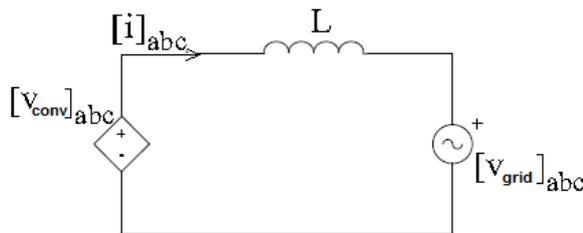


Fig.3.12: Circuito equivalente lato alternata di un inverter

In figura 3.12 è rappresentato il circuito equivalente del lato alternata di un inverter. Le equazioni del circuito sono:

$$[v_{conv}]_{abc} - [v_{grid}]_{abc} = L \cdot \frac{d[i]_{abc}}{dt} \quad (3.17)$$

$$i_a + i_b + i_c = 0 \quad (3.18)$$

Si applichi la trasformazione $d,q,0$ (vedi appendice), con sistema di riferimento sincrono alla tensione di rete, cioè $\vartheta(t) = \omega \cdot t$ ($\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$, dove f è la frequenza di rete), in modo da avere $V_{q \text{ grid}} = 0$, e considerando nulle le componenti omopolari, si ha:

$$I_d = \frac{2}{3} \cdot [i_a \cdot \cos(\omega \cdot t) + i_b \cdot \cos(\omega \cdot t - 120^\circ) + i_c \cdot \cos(\omega \cdot t + 120^\circ)] \quad (3.19)$$

$$I_q = -\frac{2}{3} \cdot [i_a \cdot \sin(\omega \cdot t) + i_b \cdot \sin(\omega \cdot t - 120^\circ) + i_c \cdot \sin(\omega \cdot t + 120^\circ)] \quad (3.20)$$

$$V_{convd} = \frac{2}{3} \cdot [v_{conva} \cdot \cos(\omega \cdot t) + v_{convb} \cdot \cos(\omega \cdot t - 120^\circ) + v_{convc} \cdot \cos(\omega \cdot t + 120^\circ)] \quad (3.21)$$

$$V_{convq} = -\frac{2}{3} \cdot [v_{conva} \cdot \sin(\omega \cdot t) + v_{convb} \cdot \sin(\omega \cdot t - 120^\circ) + v_{convc} \cdot \sin(\omega \cdot t + 120^\circ)] \quad (3.22)$$

$$V_{grid_d} = \frac{2}{3} \cdot [v_{grid_a} \cdot \cos(\omega \cdot t) + v_{grid_b} \cdot \cos(\omega \cdot t - 120^\circ) + v_{grid_c} \cdot \cos(\omega \cdot t + 120^\circ)] \quad (3.23)$$

$$V_{grid_q} = -\frac{2}{3} \cdot [v_{grid_a} \cdot \sin(\omega \cdot t) + v_{grid_b} \cdot \sin(\omega \cdot t - 120^\circ) + v_{grid_c} \cdot \sin(\omega \cdot t + 120^\circ)] = 0 \quad (3.24)$$

L'equazione 3.17 può essere scritta nel sistema di riferimento $d, q, 0$ sincrono e risulta: [39]

$$V_{convd} - V_{grid_d} + L \cdot \omega \cdot I_q = L \cdot \frac{dI_d}{dt} \quad (3.25)$$

$$V_{convq} - L \cdot \omega \cdot I_d = L \cdot \frac{dI_q}{dt} \quad (3.26)$$

Osservando le equazioni 3.25 e 3.26 si ricava un sistema che fornisce un controllo disaccoppiato di I_d e I_q . La tensione in uscita dell'inverter può essere controllata come segue:

$$V_{convd} = L \cdot (x_1 - \omega \cdot I_q) + V_{grid_d} \quad (3.27)$$

$$V_{convq} = L \cdot (x_2 + \omega \cdot I_d) \quad (3.28)$$

Sostituendo la 3.27 nella 3.25 e la 3.28 nella 3.26 si ottiene:

$$L \cdot x_1 = L \cdot \frac{dI_d}{dt} \quad (3.29)$$

$$L \cdot x_2 = L \cdot \frac{dI_q}{dt} \quad (3.30)$$

Dalle quali si vede che I_d e I_q dipendono da x_1 e x_2 , attraverso una funzione di trasferimento del primo ordine in modo disaccoppiato. Dove x_1 e x_2 sono le uscite di un regolatore PI come segue:

$$x_1 = \left(k_p + \frac{k_i}{s} \right) \cdot (I_{dref} - I_d) \quad (3.31)$$

$$x_2 = \left(k_p + \frac{k_i}{s} \right) \cdot (I_{qref} - I_q) \quad (3.32)$$

Dove I_{dref} e I_{qref} sono state definite rispettivamente nelle equazioni 3.15 e 3.16.

Il controllo fin qui descritto è rappresentato in figura 3.13. I blocchi del controllo di figura 3.13 sono rappresentati in dettaglio in figura 3.14. [40]

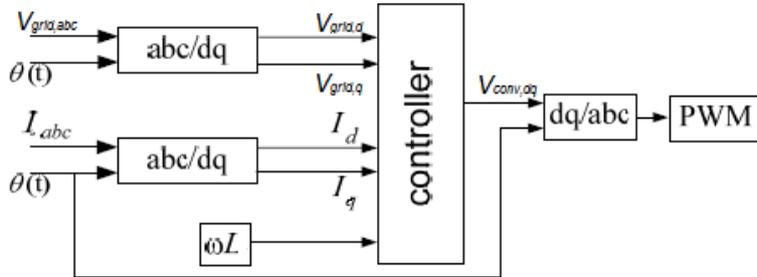


Fig.3.13: Controllo di corrente di inverter

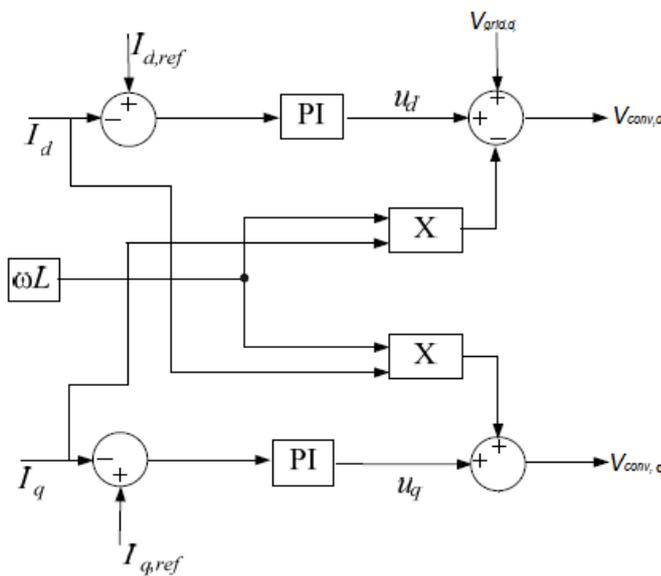


Fig.3.14: Dettagli del sistema di controllo di figura 3.6

In figura 3.15 è rappresentato il modello sviluppato in simulink dell'inverter con controllo di potenza descritto in questo paragrafo.

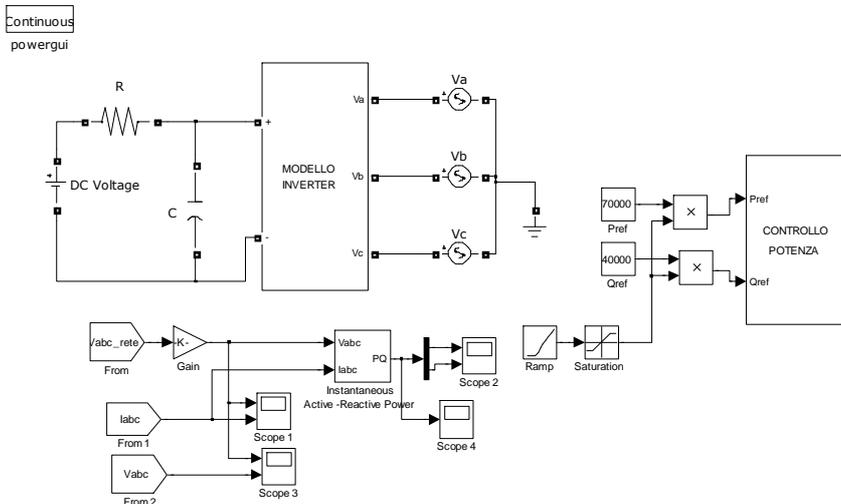


Fig.3.15: Modello inverter con controllo della potenza

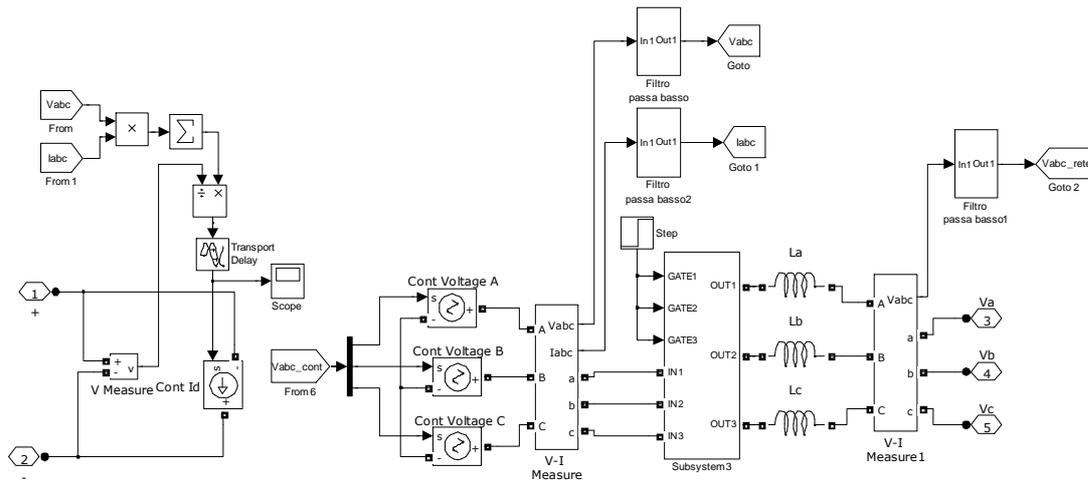


Fig.3.15: Modello inverter

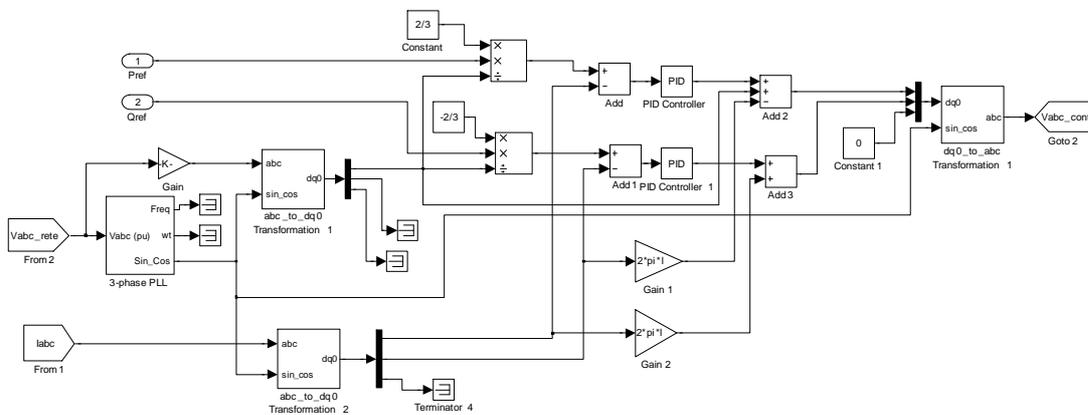


Fig.3.15: Modello del controllo della potenza

L’inverter è collegato alla rete AC mediante tre induttanze da 2 mH, mentre il lato continua è alimentato da un generatore ideale di tensione continua di 900 V.

L’inverter risulta collegato alla terna di generatori AC tramite tre switch che inizialmente sono aperti. Come nella simulazione del modello del paragrafo precedente all’istante $t = 0.5$ s della simulazione, dopo che la tensione in uscita dell’inverter si è sincronizzata con quella dei generatori, vengono chiusi gli switch. A questo punto la potenza attiva di riferimento in ingresso al controllo di potenza sale, con una rampa con pendenza = 140 kW/s, al valore di riferimento $P_{ref} = 70$ kW. La potenza reattiva di riferimento invece sale, con una rampa con pendenza = 80 kvar/s, al valore di riferimento $Q_{ref} = 40$ kvar.

In figura 3.16 sono rappresentati l’andamento della potenza attiva e reattiva e l’andamento della potenza attiva e reattiva di riferimento ottenuti dalla simulazione del modello di figura 3.15. In figura 3.17 invece è rappresentato l’andamento della corrente in ingresso all’inverter. Si è considerato di avere nel lato alternata una terna simmetrica di tensioni sinusoidali.

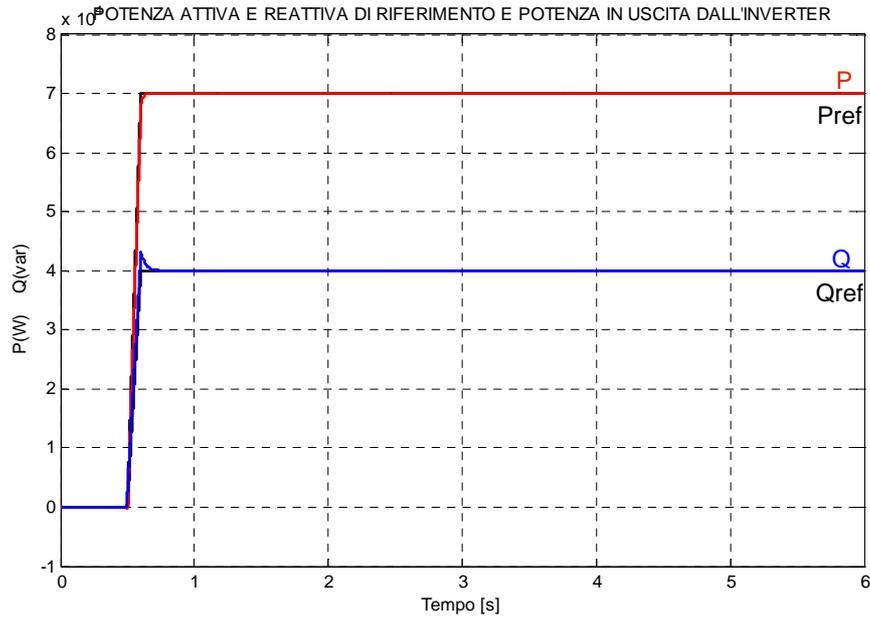


Fig.3.16: Andamento potenza in uscita nella simulazione del modello dell'inverter

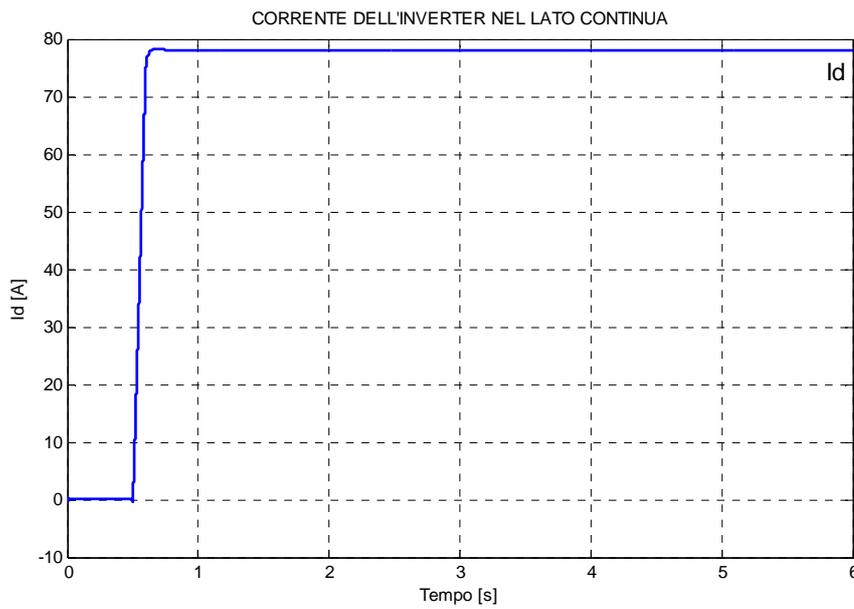


Fig.3.17: Andamento della corrente nel lato continua nella simulazione del modello dell'inverter

3.4.3 Controllo della tensione continua in ingresso all'inverter

Il controllo di corrente descritto nel precedente paragrafo assicura che le correnti in uscita dall'inverter corrispondano ad un valore di potenza erogata uguale ai valori di riferimento in ingresso al sistema di controllo. La regolazione della potenza attiva permette anche la realizzazione di un controllo della tensione continua in ingresso all'inverter. Il controllo deve mantenere ad un valore opportuno la tensione continua, garantendo così anche il bilancio tra la potenza erogata dalla sorgente e la potenza immessa in rete. Questa modalità di controllo "ad inseguire" la rete è spesso usato per controllare la potenza in uscita da sorgenti di energia distribuita quando i valori della tensione e della frequenza sono stabiliti dalla rete in particolare per sorgenti di energia non dispacciabili come il fotovoltaico e l'eolico. La sincronizzazione alla tensione di rete avviene sempre attraverso un TPLL (*Three Phase Locked Loop*). La figura 3.15 mostra lo schema a blocchi del sistema di controllo basato sul controllo della tensione continua in ingresso all'inverter. Il controllo della tensione continua, attraverso un regolatore PI (Proporzionale-Integrale), fornisce il riferimento per la corrente sull'asse diretto i_d , mentre il valore di riferimento della potenza reattiva che l'inverter deve erogare fornisce il riferimento per la corrente sull'asse in quadratura i_q . La potenza in ingresso estratta dalla fonte di energia rinnovabile è introdotta nel circuito in continua e va ad aumentare la tensione ai capi della capacità in ingresso all'inverter. Il regolatore di tensione contrasta l'aumento di tensione, specificando il valore adeguato della i_d dell'inverter per bilanciare il flusso di potenza in ingresso e quello in uscita nel circuito in continua. La $V_{dc}(ref)$ stabilisce un valore opportuno per la tensione continua in ingresso all'inverter, mentre la $Q(ref)$ viene scelta uguale a 0 se è richiesto un fattore di potenza unitario, oppure viene tarata ad un valore opportuno se è richiesta l'immissione in rete di una certa potenza reattiva.

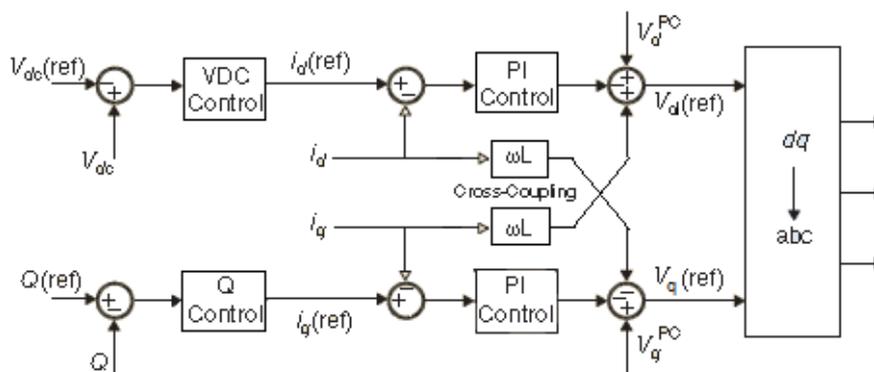


Fig.3.15: Schema del sistema di controllo della tensione continua in ingresso all'inverter

L'inverter con il sistema di controllo della tensione continua è stato modellizzato in Simulink. In figura 3.16 è rappresentato il modello del controllo della tensione continua.

Si considera che la sorgente di energia sia un generatore di corrente ideale come si vede in figura 3.17. La sorgente potrebbe essere per esempio una sorgente di energia fotovoltaica o di energia eolica. Queste sorgenti sono caratterizzate da un andamento della potenza prodotta variabile e aleatorio. Non viene modellizzato il convertitore DC/DC che interfaccia la tensione continua variabile in uscita dalla sorgente con la tensione continua costante che

alimenta l'inverter. Si considera in pratica di avere in ingresso all'inverter un generatore di corrente continua con una corrente variabile in base all'andamento della potenza prodotta dalla sorgente considerata.

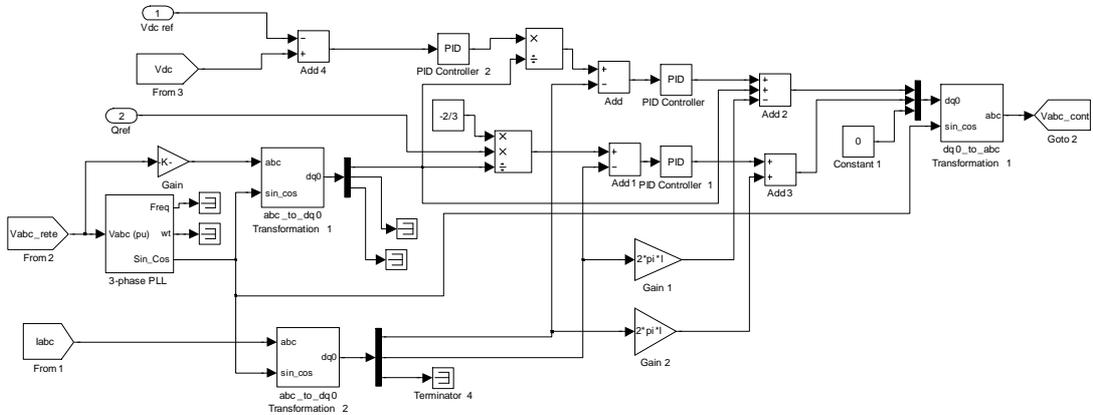


Fig.3.16: Modello del controllo della tensione continua in ingresso all'inverter

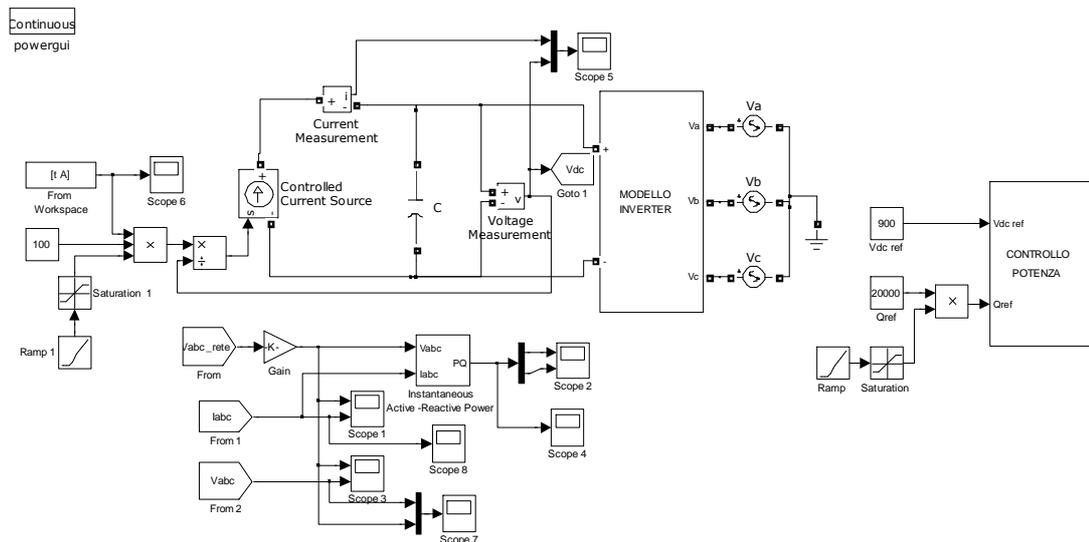


Fig.3.17: Modello inverter con controllo della tensione continua in ingresso all'inverter

In questa simulazione si considera di avere in ingresso un sistema formato da pannelli fotovoltaici. Si suppone che sui pannelli incida una radianza il cui andamento è stato calcolato come descritto nel paragrafo 2.2 ed è rappresentato in figura 3.18. Si considera di avere in ingresso un impianto fotovoltaico da 100 kW di picco, cioè un impianto composto da pannelli fotovoltaici per circa 700 m² di superficie complessiva (per i pannelli in commercio di maggior uso il rendimento in condizioni standard è intorno al 14% e si può considerare una superficie necessaria per unità di potenza di picco di circa 7 m²/kWp). Negli impianti solitamente si sottodimensiona leggermente l'inverter rispetto al campo fotovoltaico, specialmente quando sia ammessa dal costruttore una sovraccaricabilità temporanea (gli inverter centrali a trasformatore tipicamente ammettono un sovraccarico del 10-20% per 1-2 ore). Una tipica scelta è quella di utilizzare un generatore avente una potenza fotovoltaica pari all'85-100% della potenza nominale del generatore FV, questo in

particolare nei siti dove difficilmente si possono avere valori di irraggiamento solare massimi.

Considerando che l'impianto abbia un sistema di controllo per l'inseguimento del punto di massima potenza (MPPT Maximum Power Point Tracker), i pannelli funzionano sempre nel loro punto ideale di massima produzione di energia. Trascurando l'effetto della temperatura delle celle e trascurando altri fattori che influenzano il rendimento (evidenziati nel paragrafo 2.3) possiamo ricavare dalla formula 2.5 la potenza P_{mppt} prodotta dall'impianto:

$$P_{mppt} = \frac{G_a}{G_{a,0}} \cdot P_{max,0} \quad (3.33)$$

Dove: $P_{max,0}$: massima potenza della schiera nelle condizioni standard [W]

G_a : radianza che colpisce la schiera [W/m^2]

$G_{a,0}$: radianza nelle condizioni standard ($1000 W/m^2$)

Il sistema formato dalla schiera fotovoltaica con convertitore DC/DC con MPPT può essere modellizzato come un generatore di corrente ideale che varia la corrente erogata i_{pv} in base alla radianza come evidenziato nel paragrafo 2.2.1:

$$i_{pv} = \frac{P_{mppt}}{u_{dc}} \quad (3.34)$$

Dove u_{dc} è la tensione continua in ingresso all'inverter.

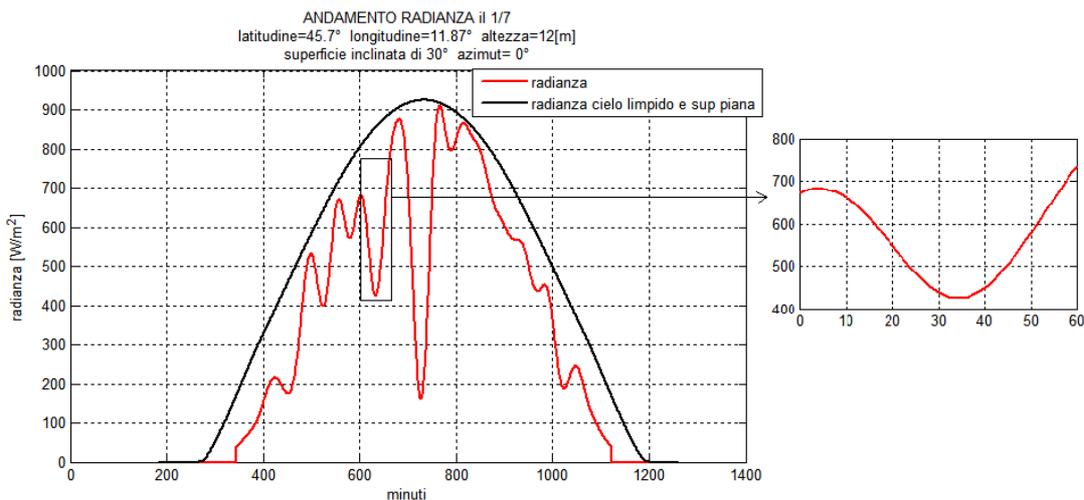
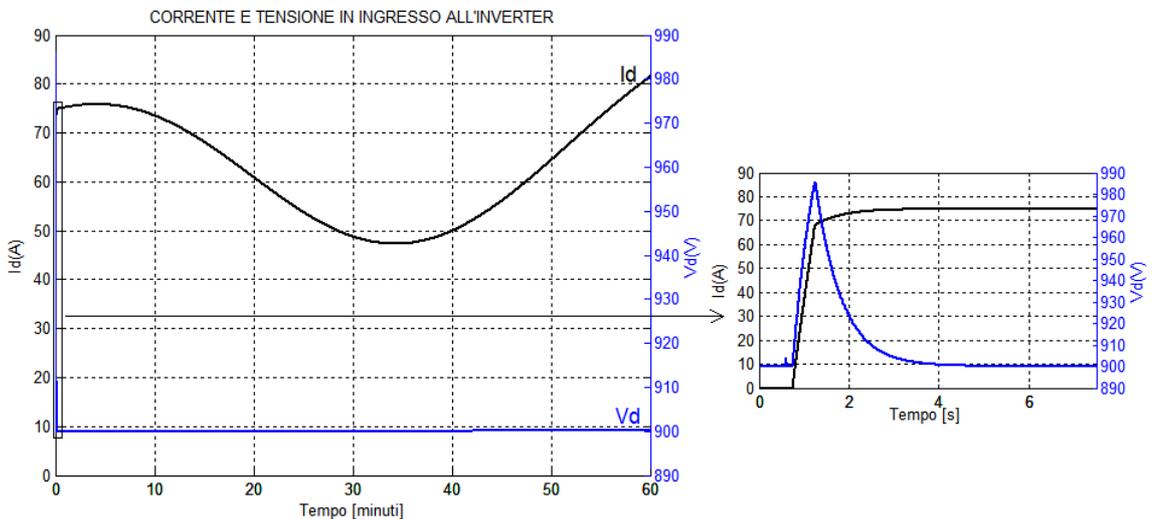
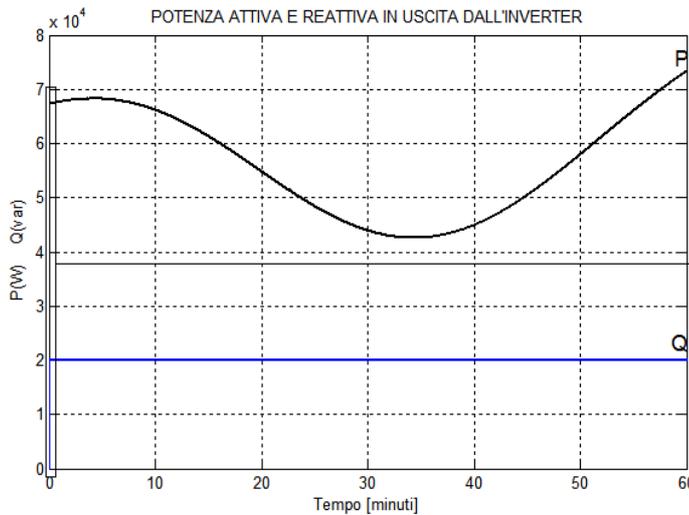


Fig.3.18: Radianza che incide sui pannelli fotovoltaici nella simulazione

Nella simulazione infatti si considera di avere in ingresso all'inverter un generatore di corrente ideale che eroghi una potenza data dalla 3.33 e con un andamento della radianza evidenziato in figura 3.18 relativa al 1 Luglio a Padova con pannelli inclinati di 30° e angolo di azimut di 0°. E' stato simulato un'ora di funzionamento relativo all'andamento della radianza tra le ore 10 e le 11. La tensione continua di riferimento è 900V, mentre la potenza reattiva di riferimento che l'inverter deve erogare è di 20 kvar. La capacità in ingresso all'inverter è di 2 mF, mentre l'induttanza in uscita è di 2 mH. L'inverter viene chiuso sulla rete una volta che si è sincronizzato dopo 0.6 s di simulazione. La potenza generata dai pannelli sale al valore relativo alla radianza alle ore 10 con una pendenza di 136 kW/s dopo 0.75 s di simulazione, mentre la potenza reattiva sale al valore di riferimento con una pendenza di 200 kvar/s dopo 0.7 s di simulazione.

In figura 3.19 è riportato l'andamento della potenza attiva e reattiva in uscita dall'inverter ottenuta dalla simulazione. In particolare si evidenzia l'andamento della potenza durante la rampa iniziale in cui si passa da potenza nulla alla potenza generata dai pannelli e alla potenza di riferimento per quanto riguarda la potenza reattiva.

In figura 3.20 è raffigurato l'andamento della corrente e della tensione continua in ingresso all'inverter. Anche qui si evidenziano gli andamenti durante la rampa iniziale. Durante i 0.5 s in cui la potenza generata passa da 0 a circa 68 kW si ha un picco massimo nella tensione continua che arriva a 985 V.



CONCLUSIONI

L'accettabilità nel mercato delle tecnologie denominate fonti di energia distribuite e il loro graduale e consistente aumento del loro livello di penetrazione nei sistemi elettrici hanno generato un notevole interesse per l'integrazione, i controlli e l'ottimale funzionamento delle unità di generazione distribuite nel contesto delle micro-reti.

Un aspetto importante delle micro-reti è l'associazione necessaria tra potenzialità di produzione di energia rinnovabile ed il concetto di controllo dei carichi. Inoltre il modello di micro-rete è flessibile in quanto è integrabile nei sistemi elettrici esistenti senza particolari accorgimenti ed è anche adatto alla elettrificazione di zone dove oggi non c'è disponibilità di energia elettrica senza dover ricorrere al trasporto su lunga distanza mediante apposite linee.

In questa tesi dopo un discorso generale sulle micro-reti sono state analizzate varie sorgenti di energia distribuite, analizzando la producibilità per quanto riguarda il fotovoltaico e l'eolico. Inoltre si è cercato di descrivere dei modelli per le sorgenti di energia fotovoltaica, eolica, le batterie e il generatore diesel.

Nel terzo capitolo sono stati descritti alcuni aspetti delle micro-reti, in particolare aspetti relativi al controllo dei convertitori di interfaccia tra le sorgenti e la rete. Si è inoltre sviluppato un modello dell'inverter e del sistema di controllo della potenza erogata dall'inverter e della tensione continua in ingresso.

Un possibile lavoro futuro di sviluppo è creare un modello di una micro-rete composto dai vari elementi analizzati.

BIBLIOGRAFIA

- [1] G. Chicco, P. Mancarella, "Distributed multi-generation: A comprehensive view", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *ELSEVIER*, vol.13, n.3, pp. 535–551, Aprile 2009.
- [2] Xuan Liu, Bin Su, "Microgrids - an integration of renewable energy technologies", *Electricity Distribution, CIGRE 2008. China International Conference on*, pp.1-7, 10-13 Dec. 2008.
- [3] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziargyriou, A. Dimeas, "Microgrids management," *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol.6, no.3, pp.54-65, May-June 2008.
- [4] A. Scaglia, C. Brocca, G. Torri, "A model for the design and development of smart micro grids", *21° WEC World Energy Congress di Montréal in Canada*, Settembre 2010.
- [5] M. Urbani, N. Corsi, "Confronto tra Diversi Sistemi di Accumulo di Energia", *6° Congresso Nazionale CIRIAF*, Perugia 7-8 Aprile 2006.
- [6] CERTS "Energy Manager Design for Microgrids", LBNL-54447, Marzo 2005.
- [7] CERTS "Integration of Distributed Energy Resources, The CERTS MicroGrid Concept", LBNL-50829, Ottobre 2003.
- [8] F. Shokoh, J J Dai, S. Shokoh, J. Tastet, T. Khandelwal, "Intelligent Load Shedding Need for a Fast and Optimal Solution"
- [9] F. Shokoh, J J Dai, S. Shokoh, J. Tastet, H. Castro, T. Khandelwal, Gary Donner, "An Intelligent Load Shedding (ILS) System Application in a Large Industrial Facility", *Industry Applications Conference, IEEE* vol.1 pg.417-425, 2005.
- [10] N. Hatziargyriou, G. Kariniotakis, N. Jenkins, J. Peças Lopes, J. Oyarzabal, F. Kanellos, X. Le Pivert, N. Jayawarna, N. Gil, C. Moreira, Z. Larrabe, "Modelling of Micro-Sources for Security Studies" <http://www.microgrids.eu/>
- [11] M.F. Ishengoma, E.E. Norum, "Design and implementation of a digitally controlled stand-alone photovoltaic power supply", *In Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics*, Stockholm, Sweden, 12-14 Aug 2002.
- [12] Mukund R. Patel, *Wind and Solar Power Systems*, CRC Press LLC, 2000 N.W. Capitolo 8.
- [13] Fakham, H.; Degobert, P.; Francois, B.; , "Control system and power management for a PV based generation unit including batteries", *Electrical Machines and Power Electronics, ACEMP '07, International Aegean Conference on*, pp.141-146, 10-12 Sept. 2007.
- [14] S. Busquet, C. Camez, K. Elmasidis, N. Gil, N. Hatziargyriou, A. Tsouchnikas, N. Jayawarna, N. Jenkins, F. Kanellos, G. Kariniotakis, J. Labbe, Z. Larrabe, X. Le Pivert, R. Metkemeyer, J. Oyarzabal, J. A. Peças Lopes, J. S. Pinto, G. Iliadis, "Microsource modelling", Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids, <http://www.microgrids.eu/micro2000>.
- [15] Norma UNI 8477 Parte 1.
- [16] B. Keller, A. M. S. Costa, "A Matlab GUI for Calculating the Solar Radiation and Shading of Surfaces on the Earth", *Wiley Online Library, Computer Applications in Engineering Education*, 2009.

- [17] J. A. Duffie, W. A. Beckman: “*Solar engineering of thermal processes*”, John Wiley & Sons, Inc., 1980
- [18] Dati forniti dal Sig. A. Nerelli, stazione meteo a Pisa:
http://www.meteopisa.it/index_file/page0002.htm
- [19][http://clisun.casaccia.enea.it/Pagine/Documenti/La radiazione solare globale al%20suolo in Italia \(senza mappe\).pdf](http://clisun.casaccia.enea.it/Pagine/Documenti/La_radiazione_solare_globale_al%20suolo_in_Italia_(senza_mappe).pdf)
- [20] C.O. Stöckle, “*Atmosphere: derived climate variables and time interpolation*”, BSysE 562 lecture. Pullman, WA, USA, 2002.
- [21] <http://clisun.casaccia.enea.it/Pagine/Index.htm>
- [22] Massimo Ceraolo, Antonio Di Donato, “*Accumulo elettrico con batterie nel terziario: l'applicazione ad una funivia*”, ENEA, 2009.
- [23] Copetti JB, Chenlo F, Lorenzo E., “A general battery model for PV system simulation.” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol.1, pp. 283–292, 1993.
- [24] N. Achaibou, M. Haddadi, A. Malek, “Lead acid batteries simulation including experimental validation”, *Journal of Power Sources, ELSEVIER*, vol. 185, n.2, 1 Dicembre 2008.
- [25] D. Guasch, S. Silvestre, “Dynamic battery model for photovoltaic applications”, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications, Wiley*, vol.11, n.3, pp.193–206, 2003.
- [26] D. Yubing; G. Yulei; L. Qingmin; W. Hui; , “Modelling and simulation of the microsources within a microgrid,” *Electrical Machines and Systems, 2008. ICEMS 2008. International Conference on*, pp.2667-2671, 17-20 Ottobre 2008.
- [27] K.E. Yeager, J.R. Willis, “Modeling of Emergency Diesel Generators in an 800 Megawatt Nuclear Power Plant”, *Transactions on Energy Conversion IEEE*, vol. 8, n. 3, Settembre 1993.
- [28] P. C. Krause, O. Wasynczuk, S. D. Sudhoff, *Analysis of electric machinery and drive systems*, Purdue University, Wiley-Interscience, 2002.
- [29] G. Martinelli, A. Morini, *Lezioni di teoria unificata delle macchine elettriche rotanti*, Padova, SGE, 1992.
- [30] “Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies”, *IEEE standard 421.5-2005*, Ottobre 2005.
- [31] M. R. Patel, *Wind and Solar Power Systems*, CRC Press, New York, 2000.
- [32] Siegfried Heier, *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*, John Wiley & Sons Ltd, 1998.
- [33] Zhe Chen, J.M. Guerrero, F. Blaabjerg, "A Review of the State of the Art of Power Electronics for Wind Turbines," *Power Electronics, IEEE Transactions on* , vol.24, n.8, pp.1859-1875, Agosto 2009.
- [34] Ned Mohan, T.M. Undeland, W.P. Robbins, *Power Electronics* , John Wiley and Sons, 2003.
- [35] V. Kaura, V. Blasko, "Operation of a phase locked loop system under distorted utility conditions," *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 1996. APEC '96. Conference Proceedings 1996., Eleventh Annual* , vol.2, pp.703-708, 3-7 Mar 1996.
- [36] H. Nikkhajoei, R.H. Lasseter, "Microgrid Protection," *Power Engineering Society General Meeting, IEEE* , pp.1-6, 24-28 June 2007.
- [37] T.C. Green, M. Prodanović, “Control of inverter-based micro-grids”, *Electric Power Systems Research, ELSEVIER*, vol.77, n.9, pp. 1204-1213, Luglio 2007.

- [38] R.H. Lasseter, "MicroGrids," *Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE*, vol.1, pp. 305- 308, 2002
- [39] C. Schauder, H. Mehta, "Vector analysis and control of advanced static VAR compensators," *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings C* , vol.140, n.4, pp.299-306, Luglio 1993.
- [40] M. Popov, H. Karimi, H. Nikkhajoei, V. Terzija, "Dynamic Model and Control of a Microgrid with Passive Loads," *International Conference on Power Systems Transients*, Kyoto, Japan, 3-6 Giugno 2009.
- [41] A. Caffarelli, G. De Simone, *Principi di progettazione dei sistemi solari fotovoltaici*, Maggioli, 2010.

APPENDICE A: Formalismo di Park

In questa appendice sono richiamati e precisati i concetti di base ed i procedimenti essenziali relativi alla trasformazione $d,q,0$ di Park.

Sia al riguardo una terna $(y_a(t), y_b(t), y_c(t))$ di funzioni del tempo associabili ad un sistema trifase. Ad essa può applicarsi la trasformazione di Park, sintetizzata da una matrice $[T(\vartheta(t))]$ funzione del tempo così esprimibile:

$$T(\vartheta(t)) = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} \cos(\vartheta(t)) & \cos(\vartheta(t) - 2\pi/3) & \cos(\vartheta(t) - 4\pi/3) \\ -\sin(\vartheta(t)) & -\sin(\vartheta(t) - 2\pi/3) & -\sin(\vartheta(t) - 4\pi/3) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \quad (\text{A.1})$$

La scelta del coefficiente $2/3$ non è univoca, si può scegliere il coefficiente $\sqrt{2/3}$ e sull'ultima riga mettere $1/\sqrt{2}$ in modo da rendere la matrice ortogonale. Qui di seguito si usa la scelta fatta in B.1.

L'impiego della matrice $[T(\vartheta(t))]$ consente nei termini seguenti:

$$\begin{bmatrix} y_d \\ y_q \\ y_0 \end{bmatrix} = [T(\vartheta(t))] \cdot \begin{bmatrix} y_a \\ y_b \\ y_c \end{bmatrix} \quad (\text{A.2})$$

il passaggio dalla terna originaria (y_a, y_b, y_c) a quella trasformata (y_d, y_q, y_0) , costituita da una componente omopolare:

$$y_0(t) = \frac{1}{3} \cdot [y_a(t) + y_b(t) + y_c(t)] \quad (\text{A.3})$$

E dal vettore di Park così definito:

$$\bar{y}(t) = y_d(t) + jy_q(t) \quad (\text{A.4})$$

Introdotta il vettore spaziale:

$$\bar{w}(t) = y_a(t) + \bar{a} \cdot y_b(t) + \bar{a}^2 \cdot y_c(t) \quad \text{dove: } \bar{a} = e^{j2\pi/3} \quad (\text{A.5})$$

il vettore di Park, diviene:

$$\bar{y}(t) = \frac{2}{3} \cdot \bar{w}(t) \cdot e^{-j\vartheta(t)} = \overline{y_{\alpha\beta}}(t) \cdot e^{-j\vartheta(t)} \quad (\text{A.6})$$

Nelle precedenti espressioni $\vartheta(t)$ è una funzione a priori arbitraria del tempo atta ad identificare la posizione attuale degli assi d,q rispetto ad un riferimento fisso individuato dalla condizione $\vartheta(t) = 0$. Con ciò in particolare la funzione complessa $\overline{y_{\alpha\beta}}(t)$ rappresenta il vettore di Park rispetto ad assi fissi. La trasformata dal sistema a,b,c al sistema $\alpha,\beta,0$ è detta anche trasformata di Clarke ed è:

$$\begin{bmatrix} y_\alpha \\ y_\beta \\ y_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} y_a \\ y_b \\ y_c \end{bmatrix} \quad (\text{A.7})$$

Il vettore $\overline{y_{\alpha\beta}}(t)$ è dato da:

$$\overline{y_{\alpha\beta}}(t) = y_\alpha(t) + jy_\beta(t) \quad (\text{A.8})$$

Si osservi che l'equazione B.6 per $\vartheta(t) = 0$ ripropone la trasformazione dei componenti simmetrici ai valori istantanei. Il vettore di Park riferito ad assi fissi risulta infatti proporzionale nel rapporto 2 al componente diretto di tale trasformazione ed al coniugato del componente inverso, mentre le omopolari coincidono. La trasformazione dei componenti simmetrici ai valori istantanei presenta in sostanza le stesse proprietà e conduce agli stessi risultati della trasformata di Park su assi fissi. Quest'ultima in realtà presenta una maggiore generalità derivante dall'arbitrarietà della scelta del riferimento.

L'antitrasformata di Park è:

$$\begin{bmatrix} y_a \\ y_b \\ y_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\vartheta(t)) & \sin(\vartheta(t)) & 1 \\ \cos(\vartheta(t) - 2\pi/3) & -\sin(\vartheta(t) - 2\pi/3) & 1 \\ \cos(\vartheta(t) - 4\pi/3) & -\sin(\vartheta(t) - 4\pi/3) & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} y_d \\ y_q \\ y_0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.9})$$

Che può essere scritta anche:

$$\begin{bmatrix} y_a \\ y_b \\ y_c \end{bmatrix} = \text{Re} \left\{ \begin{bmatrix} 1 \\ -2 \\ a \\ -a \end{bmatrix} \cdot \bar{y}(t) \cdot e^{j\vartheta(t)} \right\} + \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \cdot y_0(t) \quad (\text{A.10})$$

Il valore istantaneo di fase è uguale alla proiezione del vettore di Park medesimo sull'asse corrispondente, accresciuto della componente omopolare.

Codici Matlab

Calcolo radianza

```
%Main: Programma per il calcolo della radianza solare su una
superficie
%(chiama la function "radianza") e confronto con i dati misurati
contenuti
%nel file excel dati_Anno_2009
%INPUT: - data
%        - latitudine, longitudine, altitudine, meridiano standard
%        - inclinazione e azimut superficie
clear all
close all
clc
path(path, '..\dati pisa 2009')
data = [3 1]; %data [giorno mese]
l=43.704; %latitudine (gradi, positiva se nord)
L=10.398; %longitudine (gradi, positiva se est)
MS=15; %meridiano standard del luogo(gradi)
h=12; %altitudine (m)
b=0; %angolo inclinazione superficie
f=0; %angolo azimut superficie
[Gt,Gtp,Gts,hCS,n]=radianza(l,L,MS,h,b,f,data);
plot(hCS,Gtp,'r'); %grafico radianza superficie orizzontale
hold on;
%plot(hCS,Gts,'g');%grafico radianza superficie inclinata
%legge i dati misurati in un impianto da file excel
radianza=xlsread('dati_Anno_2009','D614:D830');
t=180:5:1260;
plot(t,radianza,'b');%grafico dei dati del file excel
xlabel('minuti');
ylabel('radianza [W/m^2]');
title(['ANDAMENTO RADIANZA il
',num2str(data(1)), '/', num2str(data(2))];...
['latitudine=',num2str(l),'° longitudine=',num2str(L),...
'° altezza=',num2str(h),'[m]']);
grid on;
legend('radianza calcolata','radianza misurata');
hold off;
```

Function radianza

```
%function radianza calcola l'andamento giornaliero della radianza su
una
%superficie piana inclinata
%INPUT: -latitudine, longitudine, meridiano standard, altitudine,
%        -inclinazione e azimut superficie
%        -data[giorno mese]

function [Gt,Gtp,Gts,hCS,n]=radianza(l,L,MS,h,b,f,data)
%calcolo del numero progressivo n del giorno dell'anno
A = 30*(data(2)-1);
n = data(1)+A;
if (data(2)==2||data(2)==6||data(2)==7) n=n+1; end;
if data(2)==3 n=n-1; end;
if data(2)==8 n=n+2; end;
if (data(2)==9||data(2)==10) n=n+3; end;
if (data(2)==11||data(2)==12) n=n+4; end;
%calcolo dell'angolo di declinazione
N=(n-1)*360/365;
d =0.3963723-22.9132845*cosd(N)+4.0254304*sind(N)-
0.387205*cosd(N)+...
0.05196728*sind(2*N)-0.1545267*cosd(3*N)+0.08479777*sind(3*N);
```

```
%radianza extraterrestre
I=1353*(1+0.034*cosd(360*(n-4)/365));
%calcolo dell'andamento giornaliero della radianza dalle ore 3:00
alle 21:00
hCS(1)=180;
EOT =229.2*(0.000075+0.001868*cosd(N)-0.032077*sind(N))-...
      0.014615*cosd(2*N)-0.04089*sind(2*N);
x=tand(d)/tand(l);
if x<=1 k=acosd(x);
else k=200;
end;
if (1*(1-d))>=0 c2=1;
else c2=-1;
end;
for i=1:1:217
    %calcolo dell'angolo orario
    hCL=hCS(i)+(L-MS)*4; %4 min/deg
    hS=hCL+EOT;
    if i~=217 hCS(i+1)=hCS(i)+5; end;
    w=(hS-720)/4; %angolo orario
    %seno dell'angolo dell'altezza del sole
    siny =cosd(l)*cosd(w)*cosd(d)+sind(l)*sind(d);
    y=asind(siny); %angolo dell'altezza del sole
    %angolo di azimut del sole
    if (abs(w))<k c1=1;
    else c1=-1;
    end;
    if w>=0 c3=1;
    else c3=-1;
    end;
    a=c1*c2*asind(sind(w)*cosd(d)/cosd(y))+c3*(1-c1*c2)/2*180;
    %calcolo radianza
    if siny<=0
        GD=0;
        co=0;
    else
        AM=1/siny;
        GD=I*((1-0.14*h*10^(-3))*(0.7^(AM^0.678))+0.14*h*10^(-3));
        if AM<1.5
            co=1;
        elseif AM>3
            co=1.5;
        else co=0.5+1/3*AM;
        end;
    end;
    Gt(i)=1.1*GD; %radianza totale su superficie sempre
    perpendicolare...
    %ai raggi solari
    Gtp(i)=GD*siny+0.1*co*GD; %radianza su superficie piana
    %calcolo radianza su superficie inclinata
    cosI=siny*cosd(b)+cosd(y)*sind(b)*cosd(a-f);%angolo d'incidenza
    if cosI<=0
        Gts(i)=0;
    else Gts(i)=GD*cosI+0.1*GD;
    end;
end;
```

Calcolo irraggiamento solare medio mensile

```
%Programma per il calcolo dell'irraggiamento solare medio mensile su
una
%superficie (i risultati vengono stampati in risulati.txt)
%INPUT: -latitudine, longitudine, altitudine, meridiano standard
%        inclinazione e azimut superficie
```

```

clear all
close all
clc
l=45.7; %latitudine (gradi, positiva se nord)
L=11.87; %longitudine (gradi, positiva se est)
MS=15; %meridiano standard del luogo(gradi)
h=12; %altitudine (m)
b=0; %angolo inclinazione superficie
f=0; %angolo azimut superficie
for mese=1:1:12
    data(2) = mese;
    if mese~=2
        if mese==4||mese==6||mese==9||mese==11
            gm=30;
        else gm=31;
        end;
    else gm=28;
    end;
    irrm(mese)=0;
    for q=1:1:gm
        data(1)=q;
        gg(q)=q;
        [Gt,Gtp,Gts,hCS,n]=radianza(l,L,MS,h,b,f,data);
        irrg(q)=trapz(hCS,Gtp)/60*10^(-3);%calcola l'irraggiamento
            %giornaliero attraverso l'integrale della
radianza
        irrm(mese)=irrm(mese)+irrg(q);
    end;
    irrm(mese)=irrm(mese)/gm;
end;
fid=fopen('risultati.txt','wt');
fprintf(fid,'\n\t IRRAGGIAMENTO GIORNALIERO MEDIO MENSILE \n\n');
fprintf(fid,'latitudine= %5.2f°\tlongitudine= %5.2f°\taltezza=
%i[m]',l,L,h);
fprintf(fid,'\n\nGen: Igm= %5.3f[kWh/m^2]\t\tFeb:...
    Igm= %5.3f[kWh/m^2]',irrm(1),irrm(2));
fprintf(fid,'\nMar: Igm= %5.3f[kWh/m^2]\t\tApr:...
    Igm= %5.3f[kWh/m^2]',irrm(3),irrm(4));
fprintf(fid,'\nMag: Igm= %5.3f[kWh/m^2]\t\tGiu:...
    Igm= %5.3f[kWh/m^2]',irrm(5),irrm(6));
fprintf(fid,'\nLug: Igm= %5.3f[kWh/m^2]\t\tAgo:...
    Igm= %5.3f[kWh/m^2]',irrm(7),irrm(8));
fprintf(fid,'\nSet: Igm= %5.3f[kWh/m^2]\t\tNov:...
    Igm= %5.3f[kWh/m^2]',irrm(9),irrm(10));
fprintf(fid,'\nOtt: Igm= %5.3f[kWh/m^2]\t\tDic:...
    Igm= %5.3f[kWh/m^2]',irrm(11),irrm(12));
fclose(fid);

```

Calcolo radianza cielo limpido più rumore sovrapposto

```

%Main: Programma per il calcolo della radianza solare su una
superficie;
%somma la componente deterministica (cielo limpido, calcolata dalla
function
%"radianza") alla componente stocastica (calcolata dalla function
"rumore")
clear all
close all
clc
data = [1 1]; %data [giorno mese]
l=45.7; %latitudine (gradi, positiva se nord)
L=11.87; %longitudine (gradi, positiva se est)
MS=15; %meridiano standard del luogo(gradi)
h=12; %altitudine (m)

```

```
b=0; %angolo inclinazione superficie
f=0; %angolo azimut superficie
[Qt,Gtp,Gts,hCS,n]=radianza(l,L,MS,h,b,f,data);
%rapporto irraggiamento mensile effettivo e teorico(calcolato con
cielo
%limpido)per Padova
k=[.696 .721 .783 .737 .734 .746 .777 .765 .753 .738 .679 .639];
j=data(2);
kj=k(j);
[Grum]=rumore(kj);
Grum=Grum.*Gtp;
media=mean(Grum)
Gtot=Gtp*kj+Grum;
plot(hCS,Gtot,'r'); %grafico radianza superficie orizzontale
hold on;
plot(hCS,Gtp,'b'); %grafico radianza cielo limpido
xlabel('minuti');
ylabel('radianza [W/m^2]');
title(['ANDAMENTO RADIENZA il
',num2str(data(1)),'/',num2str(data(2))];...
['latitudine=',num2str(l),'° longitudine=',num2str(L),...
'° altezza=',num2str(h),'[m]']);
grid on;
legend('radianza','radianza cielo limpido');
hold off;
```

Function rumore

```
function [y]=rumore(k)
a=(1-k);
x = 45;
b=217;
for i=1:x
    if rand<k
        y(i) = abs(randn)/2.2*a;
    else
        y(i) = -abs(randn)/2.2*k;
    end;
end;
y=interpft(y,b);
for i=1:b
    if y(i)>a
        y(i)=a;
    end;
    if y(i)<(-k)
        y(i)=-k;
    end;
end;
end;
```

Calcolo radianza cielo limpido più rumore sovrapposto e calcolo della temperatura

```
%Main: Programma per il calcolo della radianza solare su una
superficie;
%somma la componente deterministica (cielo limpido, calcolata dalla
function
%"radianza") alla componente stocastica (calcolata dalla function
"rumore")
%Inoltre calcola l'andamento giornaliero della temperatura

clear all
close all
clc
data = [15 7]; %data [giorno mese]
```

```

l=45.7; %latitudine (gradi, positiva se nord)
L=11.87; %longitudine (gradi, positiva se est)
MS=15; %meridiano standard del luogo(gradi)
h=12; %altitudine (m)
b=30; %angolo inclinazione superficie
f=0; %angolo azimut superficie
%rapporto irraggiamento mensile effettivo e teorico(calcolato con
cielo
%limpido)(per Padova)
k=[.696 .721 .783 .737 .734 .746 .777 .765 .753 .738 .679 .639];
%irraggiamento giornaliero medio mensile
IRmed=[1.472 2.278 3.694 4.750 5.722 6.278 6.333 5.389 4.083 2.750
1.639 1.1167];
%temperature medie mensili
Tmed=[2.1 4.3 8.4 12.7 17.2 21.1 23.3 22.7 19.2 13.7 8.0 3.6];
%temperature max e min medie mensili
Tmaxmed=[5.3 8.2 12.7 17.3 22.2 26.3 28.8 28.1 24.1 17.9 11.4 6.6];
Tminmed=[-1.1 0.4 4.1 8.1 12.3 15.9 17.9 17.3 14.2 9.5 4.6 0.6];

%calcolo della radianza su superficie perpendicolare ai raggi(Gt),
su
%superficie piana(Gtp), su superficie inclinata(Gts)
[Gt,Gtp,Gts,hCS,n]=radianza(l,L,MS,h,b,f,data);
j=data(2); %mese
kj=k(j);
[Grum]=rumore(kj);
Grump=Grum.*Gtp;
media=mean(Grump);
Gtotp=Gtp*kj+Grump;
Grum=Grum.*Gts;
Gtots=Gts*kj+Grum;

%calcolo della temperatura max e min della giornata secondo il
modello
%di Remund-Page
dx=(Tmaxmed(j)-Tminmed(j))/IRmed(j);
irrg=trapz(hCS,Gtotp)/60*10^(-3); %calcola l'irraggiamento
giornaliero
%attraverso l'integrale della
radianza
dt=irrg*dx;
Tmedint=interpft(Tmed,365); %interpola la temperatura media mensile
Tmax=Tmedint(n)+dt/2;
Tmin=Tmedint(n)-dt/2;
%calcolo dell'andamento della temperatura secondo il modello di
Stockle
alfa=0.44-0.46*sin(pi*hCS/720+0.9)+0.11*sin(2*pi*hCS/720+0.9);
T=Tmax*alfa+Tmin*(1-alfa);

%GRAFICI
[AX,H1,H2]=plotyy(hCS,Gtots,hCS,T); %grafico radianza superficie
% inclinata e temperatura
set(get(AX(1),'Ylabel'),'String','radianza [W/m^2]');
set(get(AX(2),'Ylabel'),'String','Temperatura [°C]');
xlabel('minuti');
title(['ANDAMENTO RADIANZA E TEMPERATURA il
',num2str(data(1)),'/',...
num2str(data(2))]); ['latitudine=',num2str(l),'°
longitudine=',...
num2str(L),'° altezza=',num2str(h),'[m]']; ['superficie
inclinata di '...
num2str(b),'° azimut= ',num2str(f),'°'];
hold on;
plot(hCS,Gtp,'r');%grafico radianza cielo limpido e superficie piana

```

```
grid on;  
legend('temperatura','radianza','radianza cielo limpido e sup.  
piana');  
hold off;
```