

SCUOLA DI INGEGNERIA E ARCHITETTURA

CORSO DI LAUREA SPECIALISTICA IN INGEGNERIA ELETTRICA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA DELL'ENERGIA ELETTRICA E
DELL'INFORMAZIONE GUGLIELMO MARCONI DEI

TESI DI LAUREA

in

Sistemi Elettrici per l'Energia LS

**OTTIMIZZAZIONE DI UNA MICRORETE
CON UNITÀ DI GENERAZIONE DA FER
ED ACCUMULO**

Tesi di Laurea di:
Giampaolo Cimatti

Relatore:
**Chiarissimo Prof. Ing.
Carlo Alberto Nucci**

Sessione autunnale

A mio padre

Parole chiave

Generazione Distribuita

Microreti

Virtual Power Plant

Fonti Energetiche Rinnovabili

Funzionamento in Isola

Indice

Prefazione	xi
1 La Generazione Diffusa e le Microreti	1
1.1 Microreti	2
1.2 Configurazioni classiche dei sistemi di generazione nelle micro- reti isolate	7
1.2.1 Sistemi con funzionamento serie	7
1.2.2 Sistemi con funzionamento commutato	10
1.2.3 Sistemi con funzionamento parallelo	12
1.3 Virtual Power Plant	13
1.4 Energy Hub	17
2 Sistemi di accumulo	21
2.1 Sistemi di accumulo di tipo elettromeccanico	22
2.1.1 Accumulo mediante aria compressa	22
2.1.2 Fly-wheel	23
2.1.3 Supercondensatori	24
2.2 Sistemi di accumulo di tipo elettrochimico	26
2.3 Batterie base piombo	27
2.4 Batterie base Nickel	29
2.4.1 Batterie al Nickel-Cadmio	29
2.4.2 Batterie Nickel-Idruri Metallici	31
2.5 Batterie base Sodio	31
2.5.1 La tecnologia Sodio-Zolfo	32

2.5.2	La tecnologia Zebra	32
2.6	Batterie base Litio	33
2.7	Batterie a circolazione di elettrolita	35
3	Unità di generazione ed interfacce verso la rete	37
3.1	Sorgenti non dispacciabili	38
3.1.1	Aerogeneratori	38
3.1.2	Generatori fotovoltaici	43
3.1.2.1	Circuito equivalente di una cella	45
3.1.2.2	Pannelli in silicio	48
3.1.2.3	Pannelli a film sottile	48
3.2	Sorgenti dispacciabili	50
3.2.1	Fuel-Cell	50
3.2.2	Impianti di cogenerazione	51
3.2.2.1	Microturbine a gas	51
3.2.2.2	Motori alternativi a combustione interna	53
3.3	Sistemi di Conversione Statica impiegati nelle microreti	54
4	Microrete Tozzi	59
4.1	Metodi di stima della producibilità delle unità non dispacciabili	62
4.2	Modalità di funzionamento off-grid	63
4.3	Modalità di funzionamento backup	68
4.4	Controllo della microrete	70
4.4.1	Gestione dei carichi della microrete	71
4.4.2	Controllo delle unità di generazione	72
4.5	Microrete con più unità di generazione sulla rete AC	72
4.5.1	Regolazione della frequenza e della tensione in reti prevalentemente resistive	76
4.5.2	Load sharing tra le unità di generazione della microrete	78
4.5.3	Funzionamento in parallelo delle unità di generazione da FER con il Gruppo elettrogeno	79
4.6	Gestione del sottosistema di accumulo	81

4.7	Scelta degli impianti di produzione	85
4.7.1	Confronto delle tecnologie fotovoltaiche	86
4.7.2	Confronto delle tecnologie eoliche	87
4.8	Sistema di controllo dell'aerogeneratore nel funzionamento in isola	88
5	Applicazione della microrete sviluppata nel lavoro di tesi	95
5.1	Specifiche della microrete realizzata	95
5.2	Contestualizzazione dell'intervento	99
5.3	Obiettivo dell'intervento	101
5.4	Valutazione delle condizioni climatiche e delle risorse disponibili	105
5.5	Analisi economica della microrete	106
6	Conclusioni e sviluppi futuri	109
A	Potenziale fotovoltaico nell'Africa e nell'Asia Medio Orientale	111
B	Potenziale eolico nell'Africa e nell'Asia Medio Orientale	113
C	Producibilità degli aerogeneratori con potenza inferiore a 50 kW e curva di potenza certificata	115
D	Scheda tecnica aerogeneratore Tozzi Nord TN535	117
E	Scheda tecnica regolatore di carica con MPPT Sunny Island Charger 50	121
F	Scheda tecnica Sunny Island 5048	123
G	Scheda tecnica accumulatori piombo acido 8 EPzS 1000	125
H	Scheda tecnica analizzatori di rete FEMTO D4 e FEMTO D4 DC	127

I Scheda tecnica moduli fotovoltaici policristallini Jinko	131
J Simulazione NTM dell'aerogeneratore TN535 con diverse strategie di regolazione della potenza erogata	133
K Pianta del container ISO 20 piedi utilizzato per il contenimento delle apparecchiature elettromeccaniche, dei sistemi di conversione statica, dell'Energy Manager e del sottosistema di accumulo	139

Elenco delle figure

1.1	Schema di principio della microrete sviluppata nel progetto CERTS [4].	3
1.2	Schema di controllo della microrete CERTS.	5
1.3	Esempio di microrete con generatori connessi sul bus DC e logica di funzionamento serie [10].	8
1.4	Esempio di microrete con generatori connessi sul bus AC e logica di funzionamento commutato [10].	10
1.5	Esempio di microrete con logica di funzionamento in parallelo [10].	12
1.6	Struttura di un Virtual Power Plant.	14
1.7	Struttura del VPP Siemens.	16
1.8	Esempio di configurazione di un energy hub.	17
1.9	Esempio di energy hub con micro turbina eolica.	18
2.1	Schema di principio del sistema CAES.	22
2.2	Schema di principio di un sistema fly-wheel.	23
2.3	Struttura di un supercondensatore.	25
3.1	Turbine ad asse orizzontale sopravento (a sinistra) e sottovento (a destra).	39
3.2	Architetture di turbine ad asse verticale operanti sul principio della portanza. Tipo a,b,c turbine Darrieus, tipo d, turbina Gorlov.	40

3.3	Architetture di turbine operanti sul principio della resistenza aerodinamica.	40
3.4	Applicazione stand-alone Enercon a Utsira, Norvegia (fonte Enercon).	42
3.5	Cella fotovoltaica [11].	43
3.6	Effetto fotovoltaico [11].	44
3.7	Circuito equivalente di una cella fotovoltaica	46
3.8	Punto di lavoro MPPT [11].	47
3.9	Schema di principio di una microturbina a gas.	52
3.10	Architettura generale di un inverter per applicazioni off-grid [10]. 56	
3.11	Inverter trifase a tre livelli [10].	57
3.12	Inverter a quattro rami [10].	57
3.13	Inverter bidirezionale monofase [10].	58
4.1	Schema di principio della microrete Tozzi.	60
4.2	Flusso dei dati tra l'Energy Manager ed i componenti della microrete.	62
4.3	Requisiti LVFRT della norma CEI 0-21.	67
4.4	Interfaccia tra unità di generazione e la microrete.	73
4.5	Potenza di transito su una linea di trasmissione.	73
4.6	Controllo frequenza-potenza attiva e tensione-potenza reattiva dove $m_p = k_p$ e $n_q = k_q$	76
4.7	Trasformazione di Brabandere.	77
4.8	Droop frequenza-potenza in presenza delle unità di generazione funzionanti in parallelo al gruppo elettrogeno.	80
4.9	Legame tra massimo numero di cicli e DOD per diverse tecnologie di accumulatori base piombo a 20°C.	82
4.10	Equivalent Load Range sull'albero principale dell'aerogeneratore in acciaio forgiato.	91
4.11	Equivalent Load Range sulla torre dell'aerogeneratore in acciaio saldato.	92

4.12	Equivalent Load Range sulle pale dell'aerogeneratore in materiale composito.	93
4.13	Anello di regolazione della potenza reattiva erogata dall'aerogeneratore.	94
5.1	Installazione del locale tecnico e dell'aerogeneratore.	97
5.2	Dettaglio dell'Energy Manager implementato su PLC Saia Burgess PCD2.M5540.	98
5.3	Funzionamento della regolazione frequenza-potenza e della regolazione di pitch dell'aerogeneratore TN535 in condizioni di media ventosità con carico di fondo pari a 2 kW e carico impulsivo da 4 kW ogni 20 minuti fino al tempo di acquisizione 15:50.	99
5.4	Regolatore di velocità turbina in condizioni di ventosità pressochè stazionarie e di carico variabile.	100
5.5	Andamento della frequenza in condizioni di velocità del vento variabile.	101
5.6	Ubicazione della sede Tozzi Green in Madagascar.	103
5.7	La sede di Tozzi Green a Satrokala.	104
5.8	Screenshot della simulazione condotta con Homer per una ventosità di 5 m/s.	107
J.1	Simulazioni NTM con velocità media del vento di 5 m/s. . . .	134
J.2	Simulazioni NTM con velocità media del vento di 7 m/s. . . .	135
J.3	Simulazioni NTM con velocità media del vento di 11 m/s. . . .	136
J.4	Simulazioni NTM con velocità media del vento di 15 m/s. . . .	137
K.1	Container ISO 20 piedi.	140

Elenco delle tabelle

2.1	Numero di cicli di carica/scarica ed efficienza di conversione in condizioni ambientali ottimali nell'ipotesi di DOD dell'80% (ND=Non Disponibile).	27
4.1	Parametri caratteristici delle linee BT, MT ed AT.	77
4.2	Confronto tra i valori producibilità di moduli fotovoltaici con diverse tecnologie di cella su un periodo di 12 mesi solari con perdite fisse al 14%.	86
4.3	Confronto potenza/area per tre tipologie di moduli fotovoltaici commerciali.	87
5.1	Descrizione dei carichi principali presenti nella sede della Tozzi Green.	102
5.2	Consumi di carburante relativi al periodo periodo agosto 2012 - marzo 2013.	102
5.3	Temperature mensili registrate nella capitale del Madagascar.	105

Prefazione

Le microreti caratterizzate da unità di generazione con Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), sono oggetto di crescente interesse in due contesti molto diversi tra loro: l'integrazione della Generazione Diffusa (GD) in reti di distribuzione pubbliche nei paesi sviluppati e l'elettrificazione di zone rurali attualmente non servite dalla rete elettrica.

Nell'ambito della Generazione Diffusa, le microreti vengono generalmente utilizzate per consentire una migliore integrazione e gestione della GD nell'articolato sistema di controllo e di regolazione delle reti di subtrasmissione e di distribuzione: il modo tradizionale di gestire le reti elettriche sta cambiando, dal momento che l'energia scorre ormai anche da livelli di tensione più bassi ai livelli di tensione più alti.

I fattori principali che hanno contribuito alla diffusione della GD sono da ricercarsi nella liberalizzazione del mercato elettrico, nelle politiche di incentivazione delle Fonti Energetiche Rinnovabili (fotovoltaica, eolica, idroelettrica, biomassa, etc...) ed alla possibilità di sfruttare il calore residuo con gli impianti di cogenerazione nelle applicazioni industriali.

Una più efficiente gestione del sistema elettrico consentirà di ricorrere maggiormente alle fonti rinnovabili, favorendo il raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale.

Nell'ambito dell'elettrificazione rurale, le microreti hanno il compito principale di garantire con continuità l'alimentazione ai carichi sfruttando quanto più possibile le risorse energetiche presenti.

La diffusione delle microreti e delle "Smart Grid" è inoltre fondamentale

per raggiungere un futuro energetico più sicuro e sostenibile e per assicurare la fornitura di energia elettrica anche nelle aree più remote del pianeta così come evidenziato nella "Smart Grids Technology Roadmap" dell'International Energy Agency (IEA) [1].

Seppure con finalità e caratteristiche diverse, lo sviluppo di microreti per entrambe queste applicazioni affronta problematiche comuni, legate alle caratteristiche delle unità di generazione da fonte rinnovabile. Il comportamento tipicamente intermittente ed aleatorio delle fonti rinnovabili rende da una parte difficile garantire il dispaccio dell'energia prodotta da FER per i sistemi connessi alla rete di distribuzione; dall'altra la fornitura di energia con continuità ai carichi nelle microreti isolate.

L'introduzione dei sistemi di accumulo nelle microreti rende possibile la compensazione della variabilità delle FER trasformando le microreti in sistemi di produzione che nel complesso risultano completamente regolabili.

L'obiettivo del presente lavoro di tesi è dimostrare come le microreti possono svolgere un ruolo fondamentale per lo sviluppo delle infrastrutture elettriche nei paesi in via di sviluppo e nelle economie emergenti ponendo le basi per l'elettrificazione di aree remote e scarsamente popolate ad oggi non connesse alla rete di distribuzione dell'energia.

Capitolo 1

La Generazione Diffusa e le Microreti

Il nuovo assetto del sistema elettrico nei paesi sviluppati vede la presenza di un numero sempre maggiore di impianti di produzione grazie ai quali è possibile la generazione di energia in prossimità dei punti di utilizzo riducendo la congestione di rete sulle linee di trasmissione e di subtrasmissione. La GD ha inoltre permesso una maggiore penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili con una conseguente riduzione delle emissioni inquinanti. La sempre maggiore diffusione della GD può migliorare la sicurezza del sistema elettrico grazie ad una maggiore diversificazione delle fonti ed alla possibilità di fornire servizi ancillari, come la regolazione locale della tensione, della frequenza e la possibilità di funzionamento in isola con lo scopo di migliorare la disponibilità della rete.

La presenza di innumerevoli unità di produzione introduce inevitabilmente delle problematiche a livello di gestione del sistema elettrico. Il primo problema è legato alla pianificazione ed alla gestione delle reti: le unità di GD sono connesse principalmente alle reti di distribuzione e per questo motivo sia i sistemi di protezione che l'architettura della rete stessa richiedono una revisione. In modo particolare i sistemi di protezione, dovranno essere in grado di gestire non solo utenze passive ma anche utenze attive con

flussi di potenza di tipo bidirezionale. Le fonti energetiche rinnovabili e tra esse in particolar modo quella eolica, sono per loro natura intermittenti e difficilmente predicibili. Grandi potenze installate di queste tipologie di fonti possono causare notevoli problemi agli operatori che gestiscono le reti di distribuzione e di trasmissione per la pianificazione, in modo efficace ed economico, della riserva di potenza al fine di evitare l'instabilità del sistema a causa della perdita improvvisa di molte unità di produzione. Infine molti impianti di produzione, specialmente eolici e fotovoltaici, sono connessi alla rete per mezzo di sistemi di conversione statica che possono generare importanti disturbi armonici e flicker.

1.1 Microreti

Le Microreti possono essere definite come un'aggregazione di sorgenti per la generazione di energia controllate localmente. Tali sorgenti operano con una rete di distribuzione locale in BT ($\leq 1kV$) o in MT. Le attività di ricerca e di sviluppo sui progetti dimostrativi nell'ambito delle microreti sono state raccolte da Hatziargyriou [2].

Anche sistemi di potenza di piccola dimensione isolati dalla rete possono essere considerati delle microreti. In accordo con Marnay [3], la conclusione può essere che il numero di definizioni di microrete è in pratica equivalente al numero di attività di ricerca attive in questa area.

Le caratteristiche principali delle microreti sono:

1. nel loro complesso appaiono all'esterno come unico sistema autonomo;
2. possibilità di passare alla modalità in isola automaticamente in caso di guasto della rete o inadeguatezza dei suoi parametri;
3. qualora richiesto, possibilità di fornire supporto e servizi ancillari alla rete.

La ricerca condotta su questi sistemi ha avuto un ruolo fondamentale al fine di ottenere il massimo vantaggio dalla Generazione Diffusa non solo dal

punto di vista economico per gli utenti finali, ma anche dal punto di vista della gestione del sistema elettrico.

Tra i progetti realizzati, il CERTS Microgrid [4] è uno dei più famosi. L'idea di base in questo caso consiste nell'utilizzare le sorgenti per la generazione distribuita al fine di ridurre il costo dell'energia elettrica e migliorare gli aspetti legati al Power Quality principalmente considerando le esigenze delle utenze industriali.

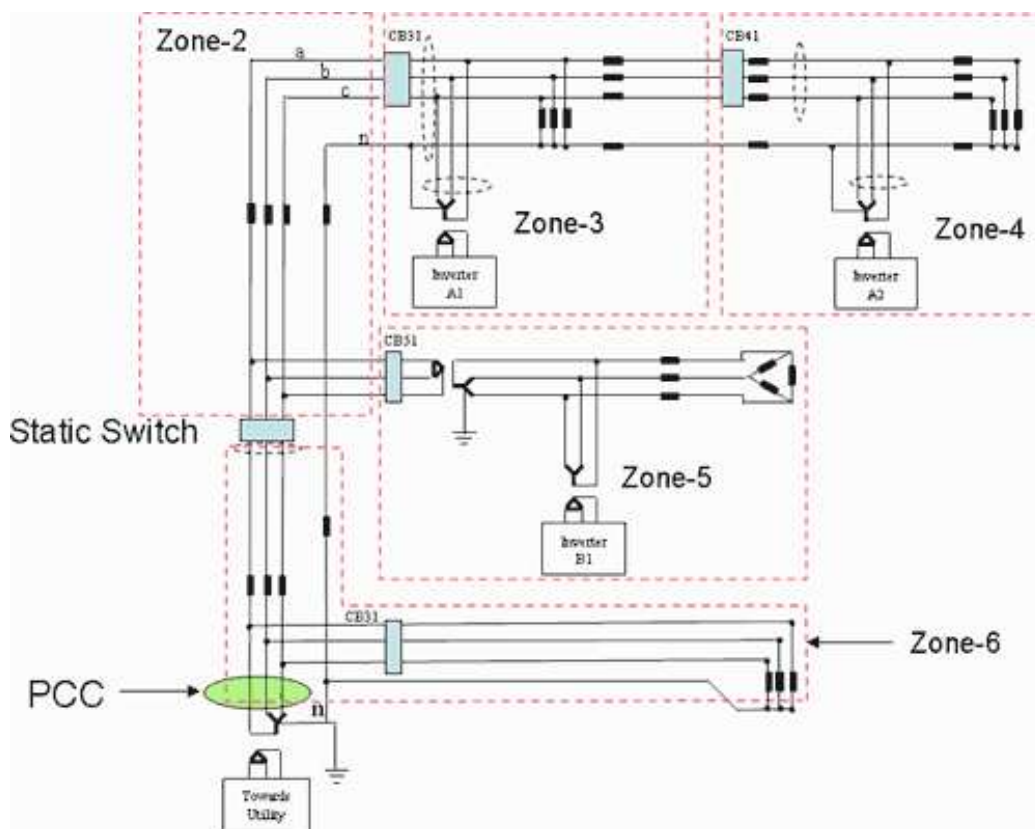


Figura 1.1: Schema di principio della microrete sviluppata nel progetto CERTS [4].

A questo proposito una ricerca statunitense condotta alla fine degli anni novanta da Lasseter [5] ha dimostrato che in quel periodo circa il 35% della domanda elettrica del settore industriale era soddisfatto con la produzione

locale (on-site) di energia elettrica e che questo trend era in crescita. Le cause erano da ricercarsi nei vantaggi economici che le industrie con un consumo di energia abbastanza stabile potevano ottenere utilizzando un impianto CHP (Combined Heat and Power) anziché comprare l'energia elettrica dalle utilities. Lo stesso potenziale era stato individuato anche per le piccole utenze non industriali come ad esempio case o uffici.

L'obiettivo principale del CERTS Microgrid era soprattutto il miglioramento del Power Quality utilizzando microreti composte da CHP ed elettronica di potenza [4]. Negli studi condotti dallo stesso Lasseter su un'impresa dotata di un impianto di produzione locale basato su microturbine, l'autore ha ottenuto e dimostrato un miglioramento del profilo della tensione ed una riduzione delle perdite di rete. Il sistema implementava inoltre la regolazione della frequenza e della tensione offrendo la possibilità di funzionare in isola, caratteristica fondamentale al fine di alimentare i carichi essenziali della rete interna durante l'assenza della rete principale.

Uno dei principali requisiti del sistema CERTS Microgrid era la possibilità di creare un sistema robusto il cui funzionamento non richiedesse sistemi di controllo costosi. Tale obiettivo è stato raggiunto dotando ciascun dispositivo di generazione di un sistema di controllo in grado di monitorare frequenza, tensione e richiesta di carico. La configurazione presentata permetteva di ottenere un sistema flessibile e plug-and-play non dipendente dalla presenza all'interno della rete di componenti specifici.

La configurazione tipica del CERTS Microgrid prevede che tutte le sorgenti distribuite siano supervisionate e controllate da un Energy Manager centralizzato che implementa le seguenti funzionalità:

1. invio del set-point di tensione ad ogni unità di produzione;
2. gestione del dispacciamento economico mediante la regolazione del set-point della potenza attiva.

Un'ulteriore funzionalità offerta dal CERTS Microgrid è la possibilità di interagire con la rete elettrica principale sia per quanto riguarda le funzioni

ancillari, sia per quanto attiene alla possibilità di produrre energia e cederla al mercato elettrico.

Il concetto introdotto dal modello CERTS Microgrid ha visto la creazione di altre unità prototipali negli USA al fine di testare le funzionalità di regolazione delle unità di generazione.

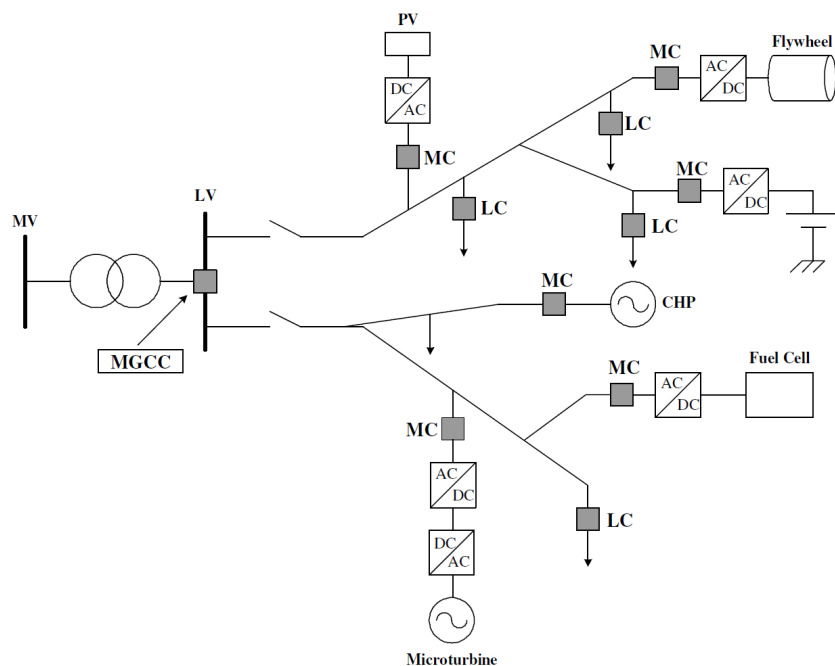


Figura 1.2: Schema di controllo della microrete CERTS.

Il sistema di controllo del CERTS Microgrid è organizzato su più livelli e composto da un Micro Source Controller (MSC) il quale utilizza le informazioni misurate localmente per gestire la tensione e la frequenza della microrete durante i transitori. Tale modello offre la possibilità di connettere al medesimo sistema di distribuzione più microreti.

Nel caso di integrazione di più microreti, il Micro Grid Central Controller (MGCC) è responsabile dell'ottimizzazione del funzionamento delle microreti per quanto riguarda:

1. dispacciamento economico;
2. gestione dei carichi interni e predizione della producibilità delle sorgenti;
3. funzioni di sicurezza della rete;
4. gestione delle richieste della rete di distribuzione in MT cui più microreti afferiscono permettendo l'interazione tra DNO (Distributor Network Operator) e MGCC, ad esempio per quanto attiene al dispacciamento economico.

Ulteriori funzionalità implementate dal MGCC sono la possibilità per la microrete di funzionare in modalità isola, la sincronizzazione della microrete con la rete principale e la funzionalità di black-start.

Il concetto di microrete Europeo risulta abbastanza differente da quello Statunitense: il background dei gruppi di lavoro Statunitensi deriva principalmente dalle necessità legate ai processi produttivi industriali e delle funzioni di Power Quality; l'esperienza di quelli Europei sebbene supportata dai diversi Progetti di Ricerca, è principalmente legata al funzionamento di sistemi in isola generalmente alimentati mediante Fonti Energetiche Rinnovabili.

La differenza principale consiste nell'attenzione posta alla partecipazione al mercato elettrico su cui è basato il funzionamento ottimale della microrete.

Di pari passo con il progresso tecnologico delle reti di trasmissione, il concetto di microrete costituisce il paradigma più utilizzato per l'integrazione della GD all'interno dei sistemi di distribuzione tradizionali con un significativo incremento del numero di siti test a livello mondiale.

Lo studio di questi impianti ha inoltre dimostrato la fattibilità tecnica delle microreti con unità di generazione di piccola taglia alimentate da fonti energetiche rinnovabili che per loro definizione sono non programmabili. Una delle principali caratteristiche che differenzia le piccole unità di produzione dai grandi generatori sincroni è infatti la loro bassa inerzia.

Nelle reti elettriche tradizionali, i sistemi elettrici di potenza fanno fronte alle variazioni transitorie della potenza mediante l'energia cinetica accumulata nelle macchine rotanti. Sorgenti come le micro-turbine, le fuel cell, hanno invece tempi di risposta alle variazioni di potenza molto elevati variabili tra i 10 ed i 200 secondi.

Inoltre la produzione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili è dipendente dall'impiego di fonti primarie che non sono per loro natura controllabili e che non permetterebbero di fare fronte, ad esempio, ad un aumento del carico.

La soluzione a questo problema richiede l'introduzione di elementi in grado di accumulare energia e di opportuni sistemi di controllo che possano essere utilizzati per fare fronte sia alle variazioni transitorie di potenza assorbita dagli utilizzatori, sia alle variazioni della potenza generata dalle unità di produzione.

Il Capitolo 2 offre una panoramica delle tecnologie di accumulo utilizzabili per gli scopi sopra illustrati.

1.2 Configurazioni classiche dei sistemi di generazione nelle microreti isolate

In funzione della connessione delle utenze, dei carichi e del principio con cui la microrete stessa viene gestita, è possibile operare la seguente suddivisione:

1. Sistemi con funzionamento "serie";
2. Sistemi con funzionamento "commutato";
3. Sistemi con funzionamento "parallelo".

1.2.1 Sistemi con funzionamento serie

La figura seguente, mostra un esempio di architettura della soluzione con funzionamento serie.

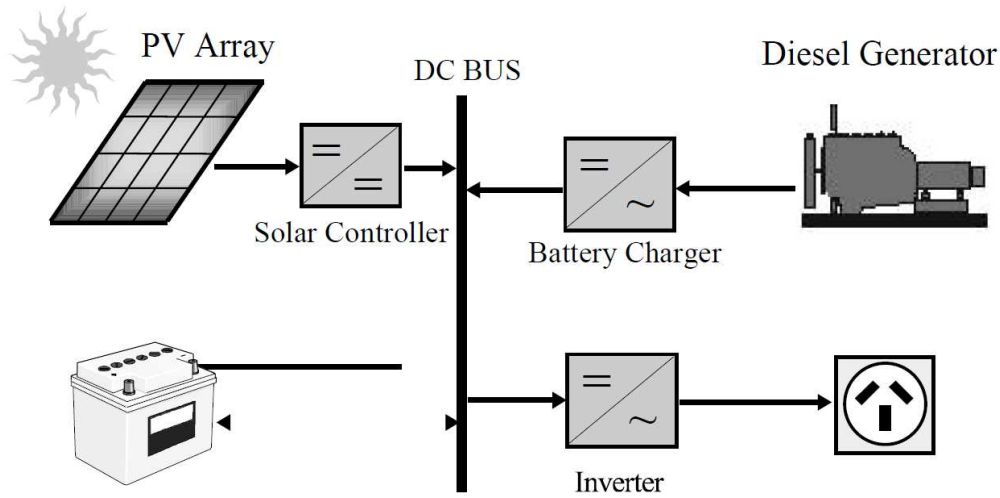


Figura 1.3: Esempio di microrete con generatori connessi sul bus DC e logica di funzionamento serie [10].

Tale configurazione prevede che tutti i generatori incluso un eventuale gruppo elettrogeno siano connessi in parallelo mediante un bus in DC cui risulta inoltre connesso anche il sistema di accumulo. La rete AC, ove necessaria, viene generata per mezzo di un inverter VSI (Voltage Source Inverter).

Sia il gruppo elettrogeno che le batterie vengono dimensionati al fine di soddisfare il carico di picco. Nel caso lo SOC (State Of Charge) degli accumulatori diventi inferiore al valore minimo ammesso, verrà comandata l'accensione del gruppo elettrogeno il quale fornirà l'energia necessaria alla ricarica del sistema di accumulo ed all'alimentazione dei carichi secondo la seguente equazione:

$$P_{GE}(t) = P_b(t) + P_l(t) - P_g(t) \quad (1.1)$$

dove:

- $P_{GE}(t)$ è la potenza fornita dal gruppo elettrogeno all'istante t ;

- $P_b(t)$ è la potenza assorbita dal sistema di accumulo all'istante t ;
- $P_l(t)$ è la potenza assorbita dai carichi all'istante t ;
- $P_g(t)$ è la potenza generata dagli altri generatori connessi al bus DC all'istante t .

Lo spegnimento del gruppo verrà comandato al raggiungimento di un determinato valore dello SOC.

Tale soluzione, di largo impiego nel passato soprattutto per applicazioni connesse alle telecomunicazioni, offre i seguenti vantaggi:

- la logica di gestione è semplice;
- il gruppo elettrogeno, quando in funzione, viene fatto lavorare con percentuali di carico elevate;
- i carichi non subiscono buchi di tensione in caso di accensione/spegnimento del gruppo;
- permette il funzionamento in parallelo del gruppo elettrogeno e delle sorgenti connesse al bus DC.

Tra gli svantaggi principali si possono elencare:

- la massima potenza offribile ai carichi AC è determinata dalla taglia degli inverter;
- il numero di cicli eseguiti dal sistema di accumulo è elevato;
- nel caso in cui sia attivo il generatore diesel, l'efficienza complessiva è ridotta in quanto i carichi vengono alimentati dall'inverter;
- in caso di guasto all'inverter non è possibile alimentare i carichi AC tramite il gruppo elettrogeno;

- le sorgenti reperibili in commercio (es: inverter fotovoltaici, turbine eoliche, etc...) sono normalmente di tipo AC e non possono essere connesse facilmente al sistema rendendo l'espansione della rete difficoltosa.

1.2.2 Sistemi con funzionamento commutato

La figura seguente, mostra un esempio di architettura di una microrete con funzionamento commutato.

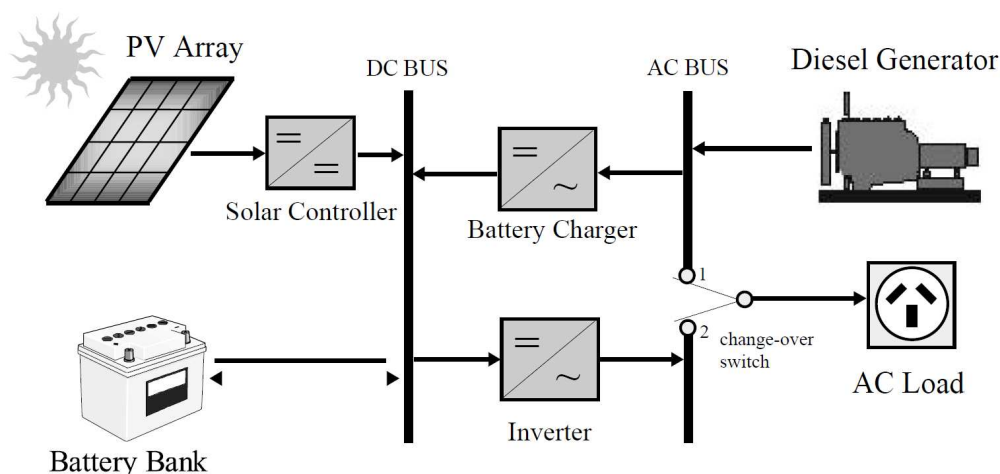


Figura 1.4: Esempio di microrete con generatori connessi sul bus AC e logica di funzionamento commutato [10].

Tale configurazione prevede che tutti i generatori ad eccezione di un eventuale gruppo elettrogeno siano connessi in parallelo mediante un bus in DC cui risulta connesso anche il sistema di accumulo. La rete AC, ove necessaria, viene generata per mezzo di un inverter VSI.

Il gruppo elettrogeno, ove presente, sarà connesso al bus DC mediante un carica batterie e tramite il change-over switch fornirà direttamente l'alimentazione ai carichi in AC.

Anche in questo caso, sia il gruppo elettrogeno che le batterie vengono dimensionati al fine di soddisfare il carico di picco. Nel caso lo SOC degli accumulatori diventi inferiore al valore minimo ammesso, verrà comandata l'accensione del gruppo elettrogeno che fornirà l'energia necessaria alla ricarica del sistema di accumulo ed all'alimentazione dei carichi analogamente a quanto avviene nel caso precedente.

Lo spegnimento del gruppo verrà comandato al raggiungimento di un determinato valore dello SOC.

Tale soluzione, offre i seguenti vantaggi:

- la logica di gestione è semplice;
- il gruppo elettrogeno, quando in funzione, viene fatto lavorare con percentuali di carico elevate;
- il gruppo elettrogeno, quando in funzione, può alimentare direttamente i carichi in AC aumentando l'efficienza in tale condizione operativa;
- il gruppo elettrogeno può alimentare i carichi in AC anche in caso di guasto dell'inverter.

Tra gli svantaggi principali si possono elencare:

- la massima potenza offribile ai carichi AC è determinata dalla taglia degli inverter;
- il numero di cicli eseguiti dal sistema di accumulo è elevato;
- le unità di generazione reperibili in commercio (es: inverter FV, turbine eoliche, etc...) sono normalmente di tipo AC e non possono essere connesse facilmente rendendo l'espansione della rete difficoltosa;
- i carichi subiscono buchi di tensione in caso di accensione/spegnimento del gruppo a seguito della commutazione del change-over-switch.

1.2.3 Sistemi con funzionamento parallelo

La figura seguente, mostra un esempio di architettura della soluzione con funzionamento parallelo.

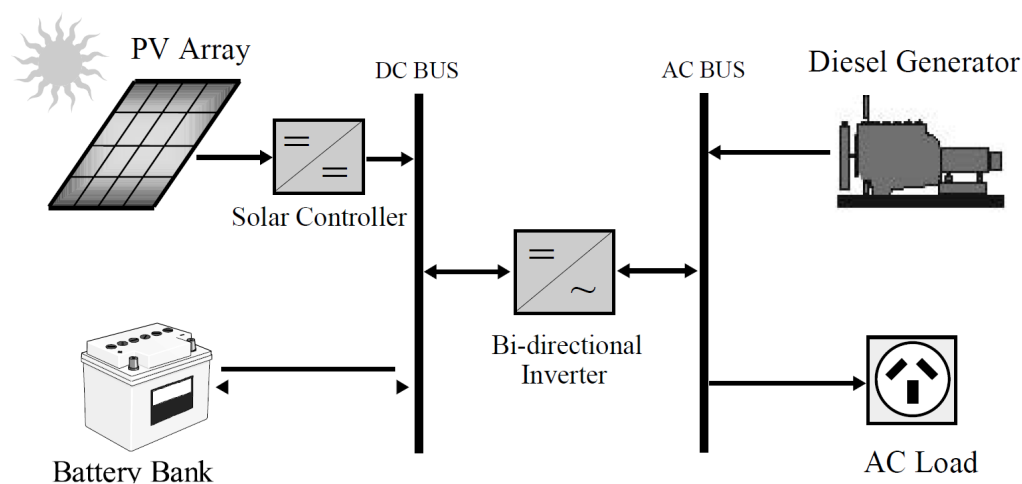


Figura 1.5: Esempio di microrete con logica di funzionamento in parallelo [10].

Tale configurazione prevede che i generatori, ad eccezione di un eventuale gruppo elettrogeno, possano essere connessi in parallelo mediante il bus in DC (cui è connesso anche il sistema di accumulo) o mediante il bus AC. La rete AC è generata per mezzo di un inverter bidirezionale VSI.

Anche in questo caso, sia il gruppo elettrogeno che le batterie vengono dimensionati al fine di soddisfare il carico di picco. Nel caso lo SOC degli accumulatori diventi inferiore allo stato di carica minimo ammesso, verrà comandata l'accensione del gruppo elettrogeno che fornirà la corrente necessaria alla ricarica del sistema di accumulo ed all'alimentazione dei carichi. Lo spegnimento del gruppo verrà comandato al raggiungimento di un determinato valore dello SOC.

Tale soluzione, offre i seguenti vantaggi:

- il gruppo elettrogeno può essere acceso per fare fronte ad un picco di carico (la potenza del gruppo si somma alla potenza degli altri generatori siano essi connessi al bus AC che DC);
- il gruppo elettrogeno, quando in funzione, alimenta direttamente i carichi in AC;
- possono essere utilizzati generatori reperibili in commercio (es: inverter FV, turbine eoliche, etc...) con uscita di tipo AC;
- permette il funzionamento in parallelo del gruppo elettrogeno e delle sorgenti connesse sia al bus DC che AC;
- il gruppo elettrogeno, può alimentare i carichi in AC anche in caso di guasto dell'inverter;
- il sistema può offrire le funzionalità di peak-shaving e load-levelling;
- i carichi non subiscono buchi di tensione in caso di accensione e spegnimento del gruppo;
- il numero di cicli eseguiti dal sistema di accumulo è in generale elevato ma con profondità di scarica basse.

Tra gli svantaggi principali si possono elencare:

- la logica di gestione è più complessa rispetto ai casi precedenti;
- è necessario un inverter bidirezionale più complesso.

1.3 Virtual Power Plant

Un Virtual Power Plant (VPP) è un'entità che include al suo interno:

1. le unità di generazione;
2. la rete di distribuzione;

3. i carichi controllabili.

Il VPP non rappresenta quindi una nuova tecnologia ma è uno schema per integrare unità di produzione decentralizzate e storage al fine di ottenere la migliore sinergia, sia tecnica che economica, dagli elementi che lo costituiscono. Questa aggregazione è ottenuta connettendo gli impianti di produzione della microrete per mezzo link così come avviene all'interno di una rete informatica. In questo ambito le moderne tecnologie dell'ICT (Information Communication Technology) giocano un ruolo di fondamentale importanza nell'implementazione di un VPP.

La figura 1.6 mostra la struttura di un VPP.

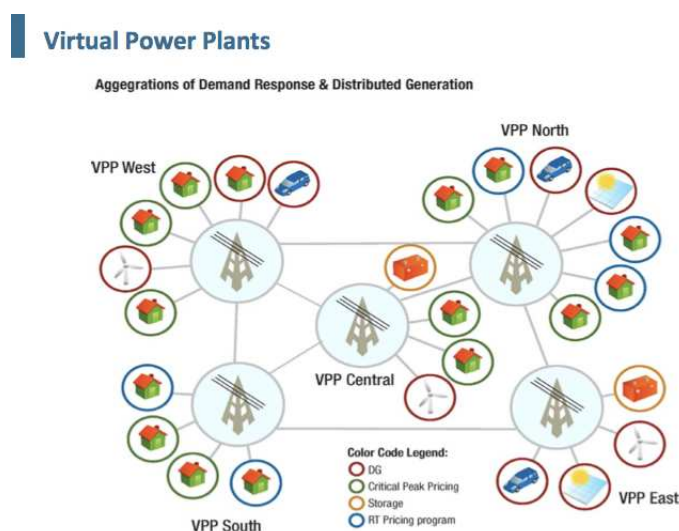


Figura 1.6: Struttura di un Virtual Power Plant.

Il VPP permette di aggregare unità di produzione che non sono connesse al medesimo bus "cooperando" al fine di:

1. partecipare al mercato elettrico;
2. ottimizzare la produzione dalle diverse fonti;
3. fornire servizi di supporto al sistema elettrico.

I vantaggi principali offerti da un VPP sono:

1. massimizzazione dei benefici economici derivanti dalla partecipazione al mercato di una entità con capacità superiore rispetto a quella delle singole sorgenti;
2. riduzione della complessità del sistema di gestione riducendo il numero delle unità di generazione indipendenti connesse al sistema;
3. diversificazione del portfolio energetico (mix energetico) quindi maggiore "disponibilità" grazie ad un minore impatto dell'aleatorietà delle fonti energetiche rinnovabili e degli errori di predizione.

Con riferimento alla partecipazione al mercato elettrico dei VPP, Dimeas and Hatziargyriou [6] hanno presentato uno scenario ulteriore in cui i componenti del VPP non sono delle semplici unità di generazione ma delle microreti ciascuna controllata da un proprio sistema di controllo: questo implica che ciascun elemento deve essere in grado di decidere quale sia l'azione più "profittevole" da eseguire in funzione delle diverse condizioni operative. Ad esempio, considerando un piccolo impianto fotovoltaico, questo dovrà decidere quale sia l'azione più redditizia tra cedere e quindi vendere l'energia al mercato elettrico o immagazzinare l'energia per mezzo di accumulatori per poi poterla riutilizzare in un secondo momento.

Un esempio di Virtual Power Plant è stato recentemente realizzato da Siemens a Flanders in Belgio connettendo tre reti con bilancio di CO_2 neutro [18]:

- Rete 1: infrastruttura di Diepenbeek (KHLim) costituita da differenti microreti basate su fotovoltaico, fuel cell, CHP a gas naturale, CHP a olio vegetale, stazioni di ricarica, pompe di calore, accumulatori elettrochimici, etc... e diverse tipologie di utenze (PC, etc...).
- Rete 2: infrastruttura di Huizingen (Siemens Belgio) attualmente in fase di costruzione costituita da differenti microreti basate su fotovoltaico, fuel cell, CHP e stazioni di ricarica. In questa microrete possono

essere caricate le auto elettriche utilizzate dallo staff della Siemens le quali operano anche come sistemi di accumulo (concetto Vehicle to grid).

- Rete 3: infrastruttura di Ostenda con fotovoltaico, turbine eoliche, CHP, stazioni di ricarica, etc... con differenti utilizzatori.

Per raggiungere l'obiettivo di bilancio della CO_2 emessa, le tre reti decentrate sono accoppiate e risultano alla rete di distribuzione come un singolo impianto di produzione. Ad esempio quando è insufficiente la produzione nella rete di Ostenda, il deficit viene compensato dagli impianti di produzione della rete di Huizingen e/o Diepenbeek.

La gestione del VPP è affidata al DEMS (Decentralized Energy Management System) [7] la cui struttura è di seguito riportata.

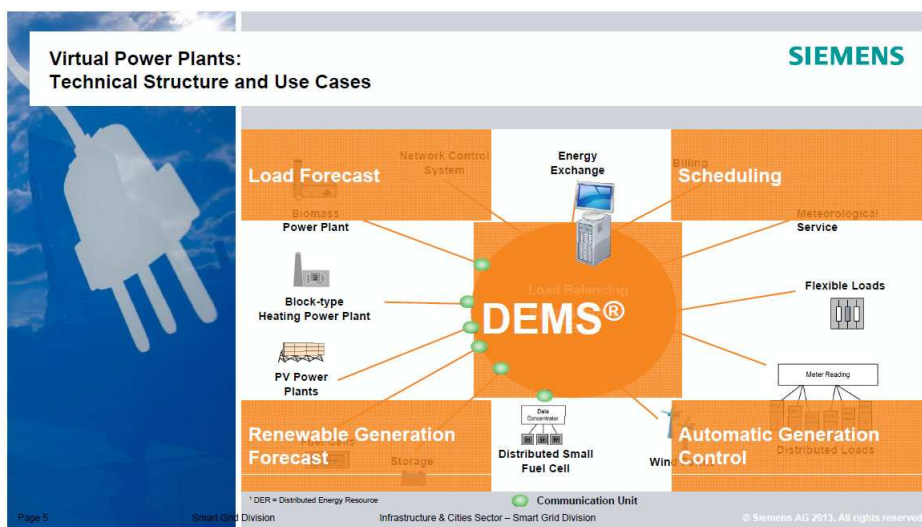


Figura 1.7: Struttura del VPP Siemens.

In tutte le reti sono inoltre presenti sistemi di misura per l'energia prodotta sia elettrica, che termica nel caso di impianti CHP. Il calore prodotto dalle sorgenti CHP viene utilizzato durante l'inverno per il riscaldamento degli edifici e nel periodo estivo per l'alimentazione di assorbitori al fine di

produrre aria fresca per il condizionamento. L'energia prodotta in eccesso viene ceduta alla rete/stoccata in funzione dei prezzi della stessa.

1.4 Energy Hub

Uno degli argomenti di studio più interessante per i ricercatori è lo sfruttamento di tecnologie di generazione distribuita, ovvero di impianti di dimensioni relativamente piccole, in genere localizzati in vari punti del territorio e connessi alle reti di distribuzione e di subtrasmissione. Alcune di queste tecnologie offrono la possibilità di cogenerazione o trigenerazione. Attraverso l'utilizzo di microturbine, ad esempio, si possono produrre simultaneamente energia elettrica e calore a partire da gas naturale.

Un Energy Hub è un sistema integrato di unità che permettono la conversione e l'accumulo di vari tipi di energia. Per definizione rappresenta un'interfaccia tra diverse infrastrutture di energia, ad esempio tra la rete elettrica e la rete di gas naturale, connettendo i consumatori con queste infrastrutture. In un Energy Hub l'energia è convertita, accumulata e adattata usando per esempio tecnologie di cogenerazione, trasformatori, convertitori di potenza, compressori, accumulatori, fuel cell, elettrolizzatori, etc...

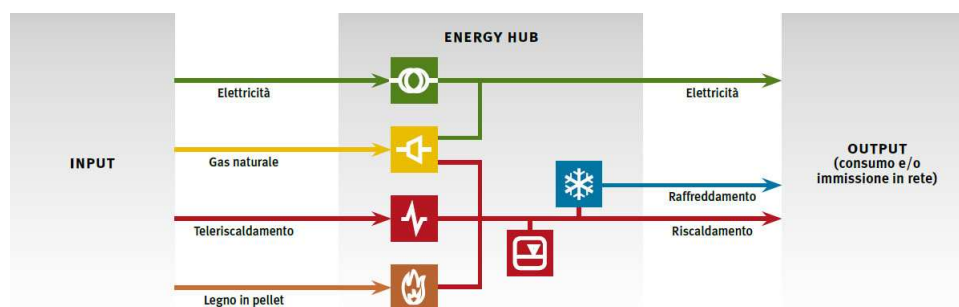


Figura 1.8: Esempio di configurazione di un energy hub.

La Figura 1.8 mostra la configurazione tipica di un Energy Hub costituito da un trasformatore che connette il carico elettrico alla rete, una microturbina

che converte gas naturale in elettricità e calore, uno scambiatore di calore connesso alla rete di teleriscaldamento, un bruciatore a legno di pellet, un accumulatore termico e una macchina frigorifera ad assorbimento.

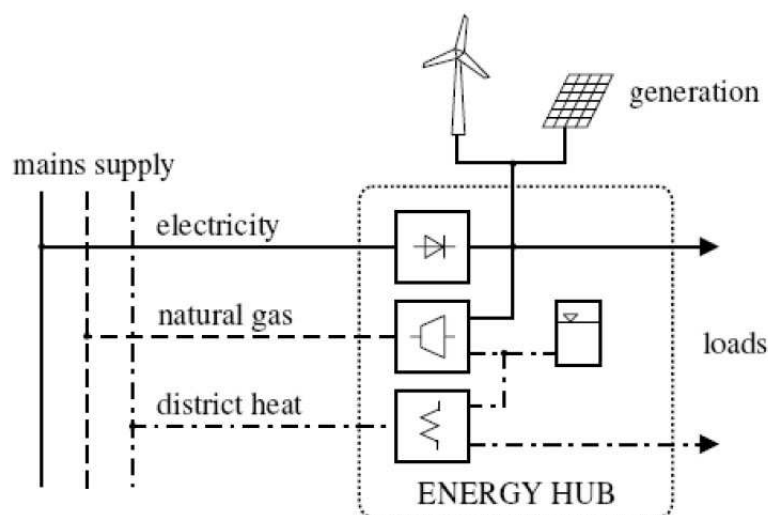


Figura 1.9: Esempio di energy hub con micro turbina eolica.

In questo modo un certo tipo di energia in fase di output può essere fornito da elementi diversi. L'energia elettrica può essere, ad esempio, acquistata dalla rete o prodotta dalla microturbina. Grazie a questa ridondanza, un Energy Hub si presenta come un sistema flessibile che può adattare la propria attività in funzione di condizioni esterne che cambiano. Ad esempio, quando il prezzo del gas naturale aumenta e di conseguenza il funzionamento della microturbina diventa più costoso, può essere aumentato l'acquisto di energia elettrica della rete. Impianti esistenti che possono essere considerati e modellati come Energy Hub sono, ad esempio, insediamenti industriali, edifici, città o sistemi energetici isolati. Non è solo possibile studiare il funzionamento di un Energy Hub individuale, ma si possono anche analizzare sistemi composti da vari Energy Hub interconnessi. Per mezzo del modello dell'Energy Hub possono essere sistematicamente rappresentati e ottimizzati

i flussi di energia in un sistema dove diversi tipi di energia sono distribuiti, convertiti e consumati.

Capitolo 2

Sistemi di accumulo

Il Capitolo 1 ha presentato le implicazioni determinate dalla diffusione della Generazione Diffusa ed ha presentato i concetti di microrete, VPP ed Energy Hub. Nell'ambito delle microreti è stata introdotta la necessità di sistemi di accumulo al fine di:

- sostenere i transitori di carico non gestibili tramite le unità produttive di piccola potenza;
- garantire la possibilità di funzionamento in isola;
- gestire il dispacciamento economico con maggiore flessibilità.

Le tecnologie per l'accumulo di energia possono essere classificate in due grandi famiglie [8]:

- tecnologie di accumulo di tipo elettromeccanico;
- tecnologie di accumulo di tipo elettrochimico;

e sono analizzate nelle loro caratteristiche principali nei paragrafi seguenti.

2.1 Sistemi di accumulo di tipo elettromeccanico

2.1.1 Accumulo mediante aria compressa

Esistono diverse esperienze di accumulo-recupero di energia elettrica per mezzo di sistemi ad aria compressa, noti comunemente con il termine CAES (Compressed Air Energy Storage). Tali sistemi utilizzano compressor alimentati da energia elettrica prelevata dalla rete. L'aria compressa viene immagazzinata in serbatoi o cavità ermetiche, ad una pressione che può variare dai 70 ai 100 bar, per poi essere successivamente sfruttata al fine di produrre energia elettrica tramite una turbina.

La figura 2.1 mostra lo schema di principio di un sistema CAES.

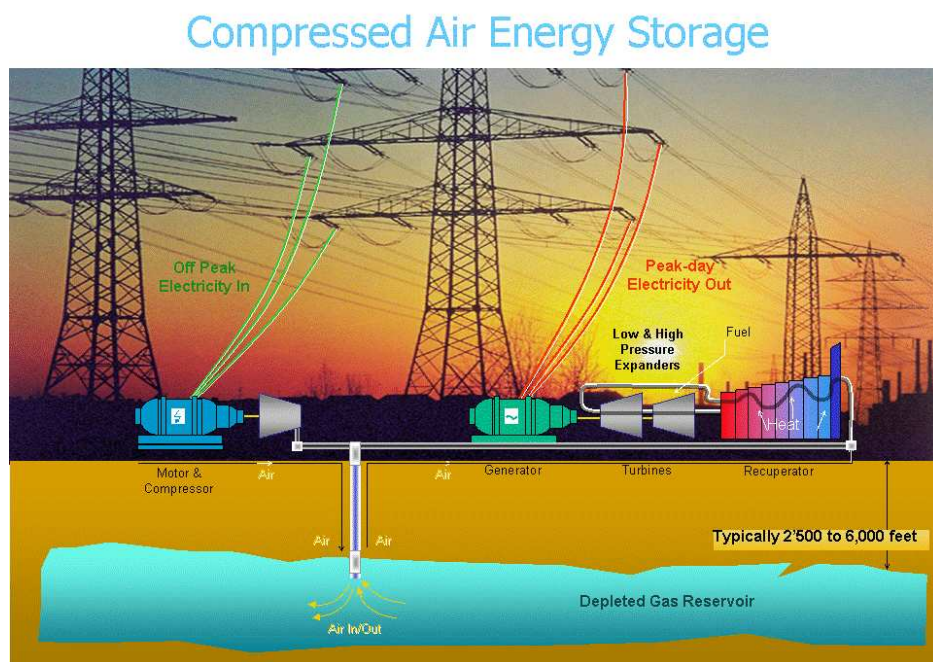


Figura 2.1: Schema di principio del sistema CAES.

I sistemi CAES, per la loro natura dei costi e la buona capacità di accu-

mulo (dai 2 ai 3 kWh/m^3) sono particolarmente adatti ad impianti di grande potenza ed energia.

2.1.2 Fly-wheel

I volani (o fly-wheel) sono dei dispositivi elettromeccanici in grado di accumulare energia sotto forma di energia cinetica posseduta da una massa posta in rotazione attorno ad un asse.

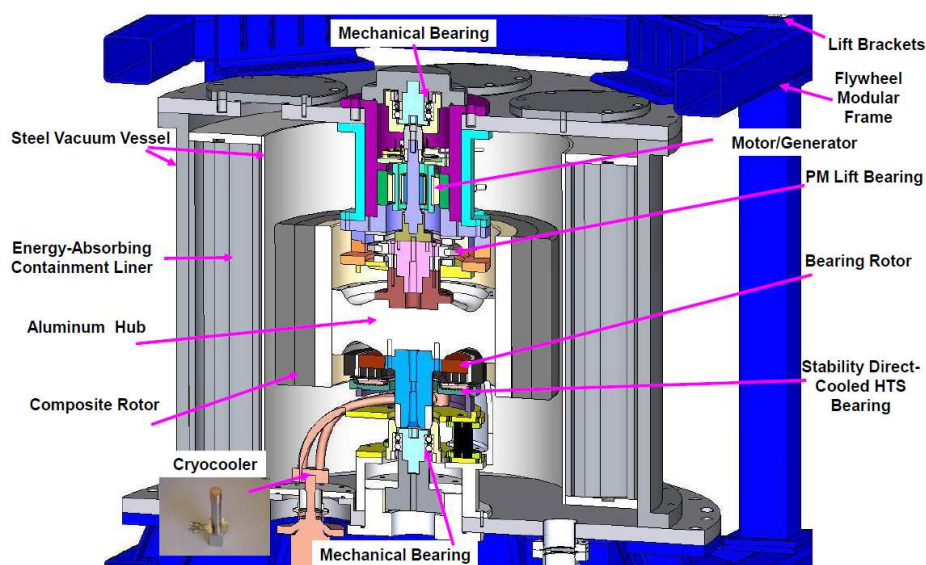


Figura 2.2: Schema di principio di un sistema fly-wheel.

L'energia cinetica di una massa in rotazione vale:

$$W_m = \frac{1}{2} J \omega_m^2 \quad (2.1)$$

dove:

- W_m è l'energia cinetica espressa in Joule;
- J rappresenta il momento d'inerzia della massa rotante, espressa in $kg \cdot m^2$;

- ω è la velocità di rotazione espressa in *rad/s*.

Affinchè l'energia accumulata possa essere convertita nuovamente in energia elettrica, questi dispositivi sono accoppiati a macchine elettriche reversibili. In particolare la macchina elettrica opera da motore nelle fasi di "ricarica" del volano, mentre nelle fasi di scarica funziona da generatore. Nella maggior parte delle applicazioni viene utilizzato anche un convertitore statico per regolare la macchina elettrica e provvedere a un funzionamento in un range operativo più ampio.

Nella costruzione di volani per applicazioni di potenza esistono due strategie:

- aumentare il momento di inerzia utilizzando una massa con raggio della struttura elevato e con un regime di rotazione intorno ai 10.000 giri al minuto. I volani che utilizzano questa struttura vengono principalmente impiegati come dispositivi di backup. Il loro limite principale risiede nell'ingombro e nel peso del sistema;
- realizzare volani con rotori più leggeri e regimi di rotazione molto elevati (superiori ai 100.000 giri al minuto). Questo approccio determina volani con dimensioni inferiori rispetto alla soluzione precedente.

2.1.3 Supercondensatori

I supercondensatori costituiscono un'innovativa tecnologia di accumulo di energia elettrica attraverso campi elettrostatici. Essi suscitano notevole interesse perché presentano caratteristiche funzionali intermedie rispetto alle batterie elettrochimiche ed ai condensatori di costruzione tradizionale. Le batterie, infatti, sono generalmente caratterizzate da un'elevata densità di energia (si vedano i paragrafi seguenti) e da una bassa densità di potenza e sono quindi adatte a processi di carica e scarica lenti (durata di ore). I condensatori tradizionali, al contrario, presentano una bassa densità di energia ed un'elevata densità di potenza; per tale motivo vengono utilizzati in

processi di carica e scarica estremamente rapidi (durata fino a frazioni di secondo). I supercondensatori, per le loro caratteristiche intermedie di densità di energia e di densità di potenza, sono adatti a processi di carica/scarica di durata intorno al minuto e possono essere adottati come sistemi di accumulo di supporto per assistere le batterie elettrochimiche durante picchi di carico di breve durata in impianti di generazione distribuita. Una cella elementare di un supercondensatore è costituita da due elettrodi porosi immersi in una soluzione elettrolitica.

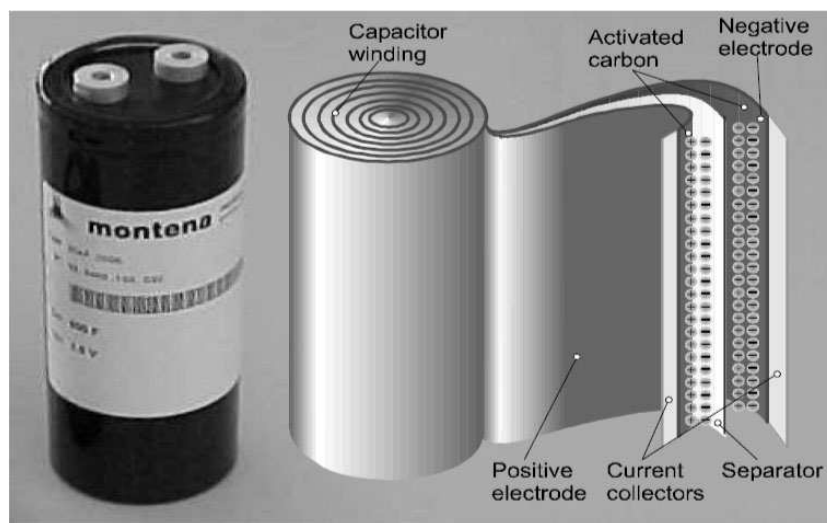


Figura 2.3: Struttura di un supercondensatore.

L'energia è accumulata prevalentemente con un processo di tipo elettrostatico nella distribuzione superficiale di carica che si forma nella regione di interfaccia tra ogni elettrodo e l'elettrolita stesso. Applicando una differenza di potenziale ai due lati delle superfici di interfaccia solido/liquido di ciascun elettrodo, si generano due distribuzioni superficiali di carica isolate da una pellicola di elettrolita di spessore comparabile con le dimensioni molecolari. Grazie allo spessore microscopico dello stato molecolare che si interpone con l'elettrodo è possibile raggiungere una capacità specifica fino a $50 \mu F/cm^2$. Il campo elettrico corrispondente nella regione di separazione è molto elevato e può arrivare a valori fino a $10^6 V/cm$.

2.2 Sistemi di accumulo di tipo elettrochimico

Il presente paragrafo, considera le principali tecnologie di accumulo di tipo elettrochimico. Gli accumulatori elettrochimici, noti anche come batterie, costituiscono la tecnologia più diffusa per l'accumulo di energia elettrica. In tali dispositivi l'energia elettrica viene immagazzinata in forma elettrochimica per mezzo di reazioni di conversione reversibili. Quando una batteria viene scaricata su un carico, l'elettrodo positivo (catodo) si riduce, acquistando elettroni e l'elettrodo negativo (anodo) cede elettroni ossidandosi. All'interno dell'elettrolita gli ioni positivi si muovono verso il catodo e gli ioni negativi verso l'anodo per mezzo di un processo di diffusione. Durante il processo di carica il moto degli ioni si inverte e gli elettrodi recuperano gradualmente il loro stato di ossidazione iniziale. Il materiale impiegato per realizzare gli elettrodi ed il tipo di elettrolita individuano la coppia elettrochimica con cui viene normalmente denominato un accumulatore.

Per gli accumulatori elettrochimici tra i parametri principali da considerare per la valutazione delle prestazioni si trovano l'energia e la potenza specifica riferite al peso e la durata di vita del dispositivo, espressa in numero di cicli.

La durata di vita rappresenta il tempo di servizio dell'accumulatore che ha termine quando le prestazioni del sistema degradano al di sotto di limiti operativi considerati accettabili. Questo parametro è normalmente espresso in termini di numero di cicli di carica/scarica, considerando una profondità di scarica convenzionalmente pari all'80%.

La tabella 2.2, ad esempio, mostra il numero di cicli tipici delle diverse tecnologie, anche se è necessario precisare che la durata di vita di un accumulatore dipende fortemente dalle modalità di lavoro e si riduce drasticamente se è sottoposto ad una gestione non corretta.

Tecnologia	Cicli carica/scarica (media)	η_{conv}
Piombo	600	0,75
Nickel-Cadmio	2000	0,60
Nickel-Idruri Metallici	1200	0,70
Sodio-Zolfo	1500	0,85
Sodio-Cloruri Metallici	1200	0,85
Litio-ione	2500	0,90
Litio-ione-polimeri	1000	0,90
VRB	10000	ND
Zinco-Bromo	2000	ND

Tabella 2.1: Numero di cicli di carica/scarica ed efficienza di conversione in condizioni ambientali ottimali nell'ipotesi di DOD dell'80% (ND=Non Disponibile).

2.3 Batterie base piombo

Le batterie base piombo per le loro caratteristiche energetiche (densità di energia, densità di potenza) e per i loro costi contenuti, rappresentano la tecnologia più diffusa per l'accumulo elettrochimico di energia sia nelle applicazioni industriali che nella Generazione Distribuita per applicazioni di piccola potenza.

La loro diffusione è essenzialmente dovuta al basso costo ed alla larga disponibilità del piombo che, oltre ad essere una tecnologia relativamente semplice e ormai consolidata, ha il vantaggio di avere una buona affidabilità ed infrastrutture di servizio e di riciclaggio diffuse. Di contro questi accumulatori hanno diversi aspetti negativi quali una durata di vita abbastanza ridotta, valori di densità di energia e di potenza non eccessivamente elevati e la necessità di installare sistemi di ventilazione adeguati al fine di evacuare l'idrogeno prodotto ai morsetti in fase di ricarica.

La cella elementare di un accumulatore al piombo è costituita da un elet-

trodo negativo di piombo metallico e da un elettrodo positivo di biossido di piombo. L'elettrolita è una soluzione acquosa di acido solforico al 37% in peso caratterizzato da elevata conducibilità ionica. Quando la cella si avvicina alla completa ricarica e la tensione ai morsetti aumenta oltre un certo valore (tensione di gassificazione), alla reazione di carica si sovrappone un'altra reazione, che produce l'elettrolisi dell'acqua, con produzione di idrogeno all'elettrodo negativo ed ossigeno all'elettrodo positivo causando la riduzione del rendimento di ricarica, il consumo di acqua dell'elettrolita e la produzione di gas che possono formare delle miscele potenzialmente esplosive.

Esistono molteplici tipologie di accumulatori al piombo, che possono essere raggruppate in due grandi famiglie:

- gli accumulatori aperti, o VLA (Vented Lead Acid);
- gli accumulatori ermetici, o VRLA (Valve Regulated Lead Acid).

Gli accumulatori VLA sono attualmente i più diffusi e sono caratterizzati dalla presenza di aperture che permettono l'evacuazione nell'ambiente circostante dei gas prodotti durante la fase di ricarica. Tali accumulatori trovano largo impiego in applicazioni stazionarie e nella trazione elettrica. In genere gli accumulatori di tipo VLA hanno valori di energia specifica compresi tra 15 e 25 Wh/kg e picchi di potenza specifica di 20-40 W/kg.

Negli accumulatori VRLA, l'idrogeno prodotto sulla piastra negativa viene convogliato verso la positiva dove si ricombina con l'ossigeno producendo acqua. Gli accumulatori ermetici sono oggi ampiamente diffusi grazie alla minore richiesta di manutenzione ed al minore ingombro. Negli accumulatori VRLA i gas prodotti si ricombinano completamente soltanto fino a un certo valore della corrente di ricarica oltre il quale parte di essi viene evacuata nell'ambiente esterno attraverso le valvole di sicurezza. Tali accumulatori soffrono di un graduale consumo dell'elettrolita e di un accelerato degradamento della batteria.

Gli accumulatori ermetici di tipo VRLA, essendo più compatti, hanno delle migliori prestazioni in termini di contenuto energetico e offrono valori

di energia specifica compresa tra 20 e 45 Wh/kg, con picchi di potenza di 60-150 W/kg.

La vita attesa di un accumulatore al piombo può variare in base alla tipologia e alla gestione dell'accumulatore. Una batteria per l'avviamento di motori a combustione interna (SLI) ha una vita attesa di 3-5 anni, mentre un accumulatore aperto stazionario, gestito in tampone e correttamente mantenuto, può arrivare ad una vita di oltre 20 anni.

Il numero di cicli di carica/scarica di una cella al piombo, con una profondità di scarica dell'80%, è compreso tra 500 e 800 cicli. Nonostante la batteria al piombo abbia raggiunto una buona maturità tecnologica sono tuttora in corso attività di ricerca per migliorarne le prestazioni. In particolare l'obiettivo dei ricercatori è quello di aumentarne il tempo di vita attraverso nuove tipologie di elettrodi e lo sviluppo di sistemi di gestione e diagnostica in grado di migliorare l'impiego della batteria (Battery Management System BMS).

2.4 Batterie base Nickel

Gli accumulatori al Nickel-Cadmio sono stati largamente diffusi in passato grazie alla maggiore durata di vita rispetto agli accumulatori al piombo ed alla loro robustezza ed affidabilità. La tecnologia al Nickel-Cadmio è attualmente in fase di declino, sostituita generalmente dalla tecnologia Nichel-Idruri metallici, sia per motivi economici, sia in particolare per i problemi ambientali legati alla presenza del Cadmio.

2.4.1 Batterie al Nickel-Cadmio

Negli accumulatori Nickel-Cadmio, l'elettrodo positivo è costituito da ossido di Nichel idrato mentre quello negativo da Cadmio. L'elettrolita è una soluzione acquosa contenente idrossido di potassio, sodio o litio, di tipo alcalino.

A differenza delle batterie al piombo, la concentrazione dell'elettrolita resta praticamente costante sia durante la scarica che durante la ricarica,

conseguentemente tale grandezza non può essere utilizzata come indice dello stato di carica. Come per la batteria al piombo, anche nelle batterie Nichel-Cadmio sono presenti delle reazioni parassite che portano allo sviluppo di gas durante la ricarica. In particolare, in prossimità della piena carica, si verifica lo sviluppo di ossigeno all'elettrodo positivo e la produzione di idrogeno all'elettrodo negativo. Queste reazioni parassite comportano una perdita di carica e di energia oltre alla necessità di periodici rabbocchi con acqua demineralizzata negli accumulatori non ermetici. Gli accumulatori Nichel-Cadmio hanno una tensione nominale di 1,2 V e possono avere valori di capacità fino a molte centinaia di Ah.

Le batterie al Nichel-Cadmio sono realizzate secondo due principali tecnologie costruttive: con elettrodi "a tasca" o con elettrodi "sinterizzati".

Nella realizzazione con elettrodi "a tasca" le materie attive di entrambi gli elettrodi sono contenute all'interno di una tasca in acciaio finemente traforata per consentire la penetrazione dell'elettrolita. Nella realizzazione con elettrodi "sinterizzati" si ottengono prestazioni generalmente migliori grazie alla riduzione della resistenza interna dell'accumulatore stesso.

Analogamente all'accumulatore al piombo, le batterie Nichel-Cadmio possono essere inoltre di tipo aperto o di tipo ermetico. Il rendimento energetico complessivo di carica/scarica è inferiore a quello delle batterie al piombo e generalmente ha un valore attorno al 60%. Gli accumulatori hanno un'energia specifica dell'ordine di 50-60 Wh/kg, valori più elevati rispetto alle batterie al piombo.

Un grande vantaggio degli accumulatori Nichel-Cadmio rispetto ad altre tipologie di accumulatori risiede nella modesta dipendenza dell'energia erogabile sia dal regime di scarica che dalla temperatura. Questo accumulatore è inoltre molto robusto e può arrivare a 1500-2000 cicli di lavoro con profondità di scarica dell'80%.

2.4.2 Batterie Nickel-Idruri Metallici

L'accumulatore Nickel-Idruri Metallici, è derivato da quello Nickel-Cadmio in cui l'elettrodo di Cadmio viene sostituito con una miscela di idruri metallici eliminando le problematiche ambientali legate all'uso del Cadmio. La tecnologia degli idruri metallici comporta l'uso di materie prime costose, per questo motivo tale tipologia di accumulatori è largamente diffusa nel settore delle applicazioni portatili di piccola taglia dove le dimensioni ridotte compensano parzialmente i maggiori costi. L'elettrodo positivo è costituito da ossido di Nichel idrato, come nella cella Nickel-Cadmio, mentre l'elettrodo negativo è invece costituito da leghe metalliche capaci di assorbire e accumulare idrogeno con formazione di idruri. L'elettrolita è una soluzione acquosa di idrossido di potassio, sodio o litio. L'energia specifica delle batterie Nickel-idruri metallici ha valori compresi tra 40 e 85 Wh/kg, di poco superiori rispetto ai corrispondenti nelle celle Nickel-Cadmio. La potenza specifica può raggiungere anche i 1500 W/kg. Alla temperatura di 20 °C, la capacità di questi accumulatori risente poco della velocità di scarica ed il loro rendimento energetico risulta approssimativamente del 65%. L'autoscarica degli accumulatori Nickel-Idruri Metallici, ha un valore piuttosto elevato nell'ordine del 20%/mese a temperatura ambiente e cresce all'aumentare della temperatura.

2.5 Batterie base Sodio

La famiglia delle batterie base sodio, note anche con il termine di batterie "ad alta temperatura" comprende la batteria Sodio-Zolfo e la batteria Sodio-Cloruro di Nichel (ZEBRA). La caratteristica di queste tecnologie risiede nella temperatura di lavoro della cella che si aggira attorno ai 300 °C necessari sia per mantenere allo stato fuso gli elettrodi, sia per aumentare la conducibilità dell'elettrolita. Lo sviluppo di queste nuove tipologie di celle è stato favorito dall'esigenza di individuare coppie elettrochimiche in grado di

fornire energie specifiche molto elevate senza ricorrere all'utilizzo di materiali eccessivamente pregiati e costosi.

2.5.1 La tecnologia Sodio-Zolfo

Il punto di forza di questa tecnologia è l'energia specifica molto più elevata di quella degli accumulatori con elettrolita acquoso e pari a circa quattro volte quella di un accumulatore al piombo.

Lo sviluppo della cella Sodio-Zolfo è stato iniziato dalla ABB e ripreso successivamente dalla giapponese NGK, che ha apportato diversi miglioramenti al fine di ridurre il grado di pericolosità dell'accumulatore. NGK produce celle Sodio-Zolfo utilizzate esclusivamente in moduli ad alta potenza per applicazioni nella distribuzione di energia elettrica (power quality, load-levelling, peak-shaving) e sono già presenti diverse installazioni negli Stati Uniti e in Giappone. Le celle Sodio-Zolfo sono esenti da auto scarica e la loro capacità è indipendente dal regime di scarica e dalla temperatura.

Gli svantaggi principali di questa tecnologia risiedono nell'impossibilità di raffreddare la cella senza deteriorarla e nella pericolosità (rischio di incendio) legata alla presenza dello Zolfo. I moduli di questo tipo raggiungono un'energia specifica di 130 Wh/kg .

2.5.2 La tecnologia Zebra

La batteria ZEBRA (Zero Emission Battery Research Activity) è, dal punto di vista delle prestazioni, sostanzialmente simile alla batteria Sodio-Zolfo ma è intrinsecamente più sicura grazie all'assenza dello Zolfo. Per tale motivo la batteria Sodio-Zolfo è attualmente impiegata esclusivamente in applicazioni stazionarie in cui non ci sono rischi di sollecitazioni di tipo meccanico, mentre la batteria ZEBRA è attualmente impiegata principalmente nella trazione elettrica stradale e la si sta testando anche per applicazioni stazionarie. Nella batteria ZEBRA i due elettrodi si trovano allo stato fuso e sono divisi da un separatore di materiale ceramico (Beta-allumina) che consente il passag-

gio ionico. L'elettrodo positivo è costituito da Cloruro di Nichel e si trova immerso in un elettrolita liquido costituito da una soluzione di Tetracloroaluminato di Sodio mentre l'elettrodo negativo è costituito da Sodio. La forza elettromotrice di una cella Sodio-Cloruro di Nichel, ad una temperatura di lavoro di 300 gradi centigradi è pari a 2,58 V ed è indipendente dallo stato di carica della cella stessa. L'involucro della batteria è caratterizzato da un'adeguata coibentazione termica per consentire di minimizzare l'energia necessaria per riscaldare e mantenere caldi gli elementi, riducendo in questo modo lo scambio termico con l'ambiente circostante. Le reazioni che avvengono all'interno delle celle non determinano la produzione di gas, eliminando il problema della ventilazione del locale batterie. La batteria ZEBRA ha prestazioni molto simili a quelle della batteria Sodio-Zolfo. I moduli disponibili in commercio hanno un'energia specifica di 100-130 Wh/kg ed una potenza specifica di 160-190 W/kg . Il rendimento energetico della batteria è molto elevato, con valori anche superiori al 75% a seconda del ciclo di lavoro.

2.6 Batterie base Litio

Una delle tecnologie di accumulo elettrochimico più promettente e che ha avuto negli ultimi anni uno sviluppo molto rapido, è quella dalle batterie al Litio. Le motivazioni che hanno promosso la ricerca e lo sviluppo di tali accumulatori sono da ricercarsi in gran parte nella possibilità di impiego per l'alimentazione dei veicoli elettrici e dei dispositivi portatili di larga diffusione. Le batterie al Litio possono essere a loro volta suddivise in tre famiglie. Le più diffuse e tecnicamente mature, sono le batterie agli ioni di Litio con elettrolita liquido (dette anche batterie "litioioni"). In commercio sono disponibili comunemente batterie litioioni di piccola taglia (da frazioni di Ah fino alla decina di Ah) che sono diventate lo standard per l'alimentazione di piccoli elettrodomestici portatili (telefoni cellulari, cordless, laptop, etc...), mentre le celle di taglia maggiore sono prodotte in modo limitato e per applicazioni specifiche. Accanto a queste si stanno oggi diffondendo anche le celle

litioionipolimeri, che hanno un elettrolita solido di tipo polimerico e presentano minori rischi in termini di sicurezza (pericolo di esplosione della cella se erroneamente controllata). La terza famiglia di accumulatori è costituita dalle celle Litio-metallopolimeri, in cui il Litio è in forma metallica allo stato liquido.

Esistono diverse tipologie di batterie litioioni ma sono caratterizzate da una struttura comune. L'anodo è costituito da grafite ed il catodo è solitamente costituito da un ossido litiato di un metallo di transizione come ad esempio ossido di cobalto, fosfato di ferro, ecc... L'utilizzo di questi materiali garantisce una struttura a strati o a tunnel dove gli ioni di Litio possono essere "inseriti" ed "estratti" facilmente. Un elettrolita liquido o polimerico che permette la conduzione degli ioni Litio agisce da collegamento tra l'elettrodo positivo e quello negativo tra loro separati da un opportuno strato isolante costituito solitamente da poliolefina. La tensione della cella a circuito aperto è di 3,7 V mentre le reazioni elettrochimiche alla base del funzionamento della cella stessa variano a seconda delle diverse tipologie costruttive. Le batterie al Litio sono sistemi ad elevata energia e come tali presentano dei rischi potenziali che devono essere accuratamente gestiti. A tale scopo le celle LiIon sono spesso dotate di un apparato di controllo elettronico (BMS Battery Management System) per la gestione delle grandezze di cella quali tensione, corrente, temperatura, al fine di regolare le fasi di carica e di scarica oltre ad intervenire nel caso in cui i parametri di funzionamento superino i limiti prefissati. Le celle litioioni polimeri, sviluppate alla fine degli anni novanta, hanno una struttura analoga a quella delle celle litioioni ma sono caratterizzate dall'impiego di elettroliti solidi, dove gli ioni di litio migrano attraverso un polimero solido (ossido di polietilene, poliacrilonile). A differenza delle celle litioioni, che sono contenute in contenitori rigidi in metallo, le celle polimeriche hanno una struttura a fogli flessibili, spesso pieghevoli (laminato polimerico) e sono adattabili a tutte le forme richieste per i vari dispositivi elettronici. Le celle polimeriche sono generalmente considerate più sicure delle litioioni perché il loro elettrolita gelificato è meno reattivo di

quello liquido e non viene rilasciato anche nelle eventualità di sovraccariche e sovrascariche.

Le celle litioioni hanno un'energia specifica di circa 130-180 Wh/kg , valore che risulta il più elevato tra tutti i sistemi di accumulo elettrochimico mentre la potenza specifica può arrivare a valori di picco pari a 1800 W/kg . Il tempo di vita in cicli delle celle è di 500 cicli con una profondità di scarica del 100% ed è legato, come per gli accumulatori al piombo, con legge logaritmica alla profondità di scarica. Uno degli aspetti negativi delle celle litioioni è la progressiva riduzione della loro capacità già a partire dal momento della fabbricazione, indipendentemente dal numero di cicli di carica/scarica e dall'utilizzo o meno della cella. La temperatura ambientale massima di lavoro delle celle base litio può arrivare a 60 °C.

2.7 Batterie a circolazione di elettrolita

Le batterie a circolazione di elettrolita, note anche con il termine "redox", sono in grado di accumulare energia elettrica utilizzando reazioni di ossidoriduzione in cui sia i reagenti, sia i prodotti di reazione, sono completamente disciolti in una soluzione acquosa. Le soluzioni dell'elettrolita positivo e negativo sono immagazzinate in serbatoi i cui liquidi vengono messi in circolazione da pompe. Le soluzioni si interfacciano attraverso una membrana (separatore) che permette lo scambio ionico (e quindi le reazioni di carica/scarica) impedendo però il mescolamento delle soluzioni. La caratteristica più importante di questa tecnologia di accumulo è il totale disaccoppiamento tra la potenza e l'energia: la potenza che la batteria può erogare o assorbire dipende dalla quantità di elettrolita che prende parte alla reazione istante per istante (compatibilmente con la velocità della reazione) e, quindi, dalla superficie della membrana e dalla portata delle pompe.

La capacità di accumulo è invece legata alla quantità di liquido totale e quindi alla capienza dei serbatoi; conseguentemente, a parità di potenza installata, è possibile aumentare la capacità della batteria aumentando le

dimensioni dei serbatoi. Gli accumulatori a flusso di elettrolita si prestano in modo particolare ad applicazioni di taglia molto grande (ordine del MWh), come ad esempio le applicazioni di load-levelling.

Esistono diverse famiglie di accumulatori a ricircolazione di elettrolita tra cui le più diffuse sono:

- batterie zincobromo con energia specifica di 60-85 Wh/kg ed una potenza specifica di 50-150 W/kg , utilizzata principalmente per applicazioni di load-levelling con regimi di scarica compresi tra 2 e 10 ore;
- batterie ai sali di vanadio ("Vanadium Redox Battery") utilizzate per applicazioni di accumulo stazionario e per il load-levelling.

Capitolo 3

Unità di generazione ed interfacce verso la rete

Questo capitolo descrive i principali apparati di generazione per applicazioni all'interno di microreti.

Le unità di generazione possono essere classificate, dal punto di vista dell'interfaccia elettrica con la rete, in due gruppi:

- unità "tradizionali" con macchine rotanti sincrone o asincrone connesse direttamente alla rete AC;
- unità connesse alla rete AC mediante l'impiego di convertitori statici.

Le unità di generazione possono inoltre essere suddivise in:

- *non dispacciabili* per le quali il sistema di controllo massimizza la potenza estratta in funzione della disponibilità della fonte primaria che è soggetta ad una elevata aleatorietà. Esempi di sorgenti non dispacciabili sono gli impianti di produzione da FER quali gli aerogeneratori, gli impianti fotovoltaici, etc. . . (si veda il paragrafo 3.1);
- *dispacciabili* per le quali è possibile impostare esternamente un set-point del valore di potenza generato grazie alla possibilità di regolare

la fonte primaria. Esempi di unità di generazione dispacciabili sono descritte nel paragrafo 3.2.

All'interno di una microrete è possibile rendere dispacciabili le unità di generazione tradizionalmente non dispacciabili per mezzo dell'ausilio di sistemi di accumulo e di conversione statica.

Le strategie di controllo, così come i tempi caratteristici di risposta dei convertitori statici, sono notevolmente differenti da quelli delle sorgenti tradizionali. Alcuni cenni sulle caratteristiche fondamentali dei convertitori statici per le applicazioni di interesse sono riportati nel paragrafo 3.3.

3.1 Sorgenti non dispacciabili

Le unità di generazione da FER sono intrinsecamente di tipo non dispacciabile a causa dell'aleatorietà delle fonti primarie. Il presente paragrafo considera le principali fonti energetiche utilizzate nell'ambito delle microreti relativamente allo scopo della presente tesi.

3.1.1 Aerogeneratori

Con il termine turbina eolica si indica una macchina in grado di trasformare l'energia cinetica del vento in lavoro meccanico. Quest'ultimo può essere a sua volta convertito in lavoro elettrico accoppiando all'albero del rotore della turbina un generatore elettrico ottenendo un aerogeneratore. Il lavoro elettrico può essere poi immesso in una rete locale in isola o nella rete di distribuzione [9].

In funzione della posizione del rotore è possibile classificare gli aerogeneratori in due grandi famiglie:

- turbine eoliche ad asse orizzontale;
- turbine eoliche ad asse verticale.

Dal punto di vista funzionale è possibile raggruppare tutte le turbine, siano esse ad asse orizzontale che verticale, in tre classi in funzione del principio fisico che aziona il rotore: le turbine operanti prevalentemente sul principio della portanza aerodinamica, della resistenza aerodinamica (trascinamento) o un misto delle sopracitate.

Per sfruttare la portanza si ricorre a profili aerodinamici che sono in grado di generare forze di portanza almeno uno o due ordini di grandezza superiori a quelle di resistenza; nel secondo caso si impiegano invece lastre piane o curve dove la spinta creata dalla resistenza aerodinamica è prevalente.

Nel campo delle turbine che lavorano sul principio della portanza aerodinamica, tutte le architetture derivano da quelle fondamentali presentate in figura 3.1 per le macchine ad asse orizzontale ed in figura 3.2 per quelle ad asse verticale.

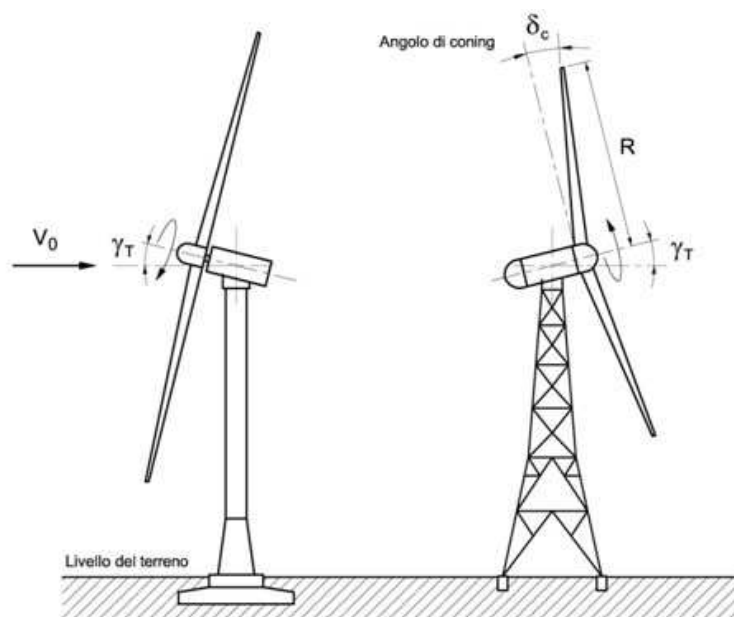


Figura 3.1: Turbine ad asse orizzontale sopravento (a sinistra) e sottovento (a destra).

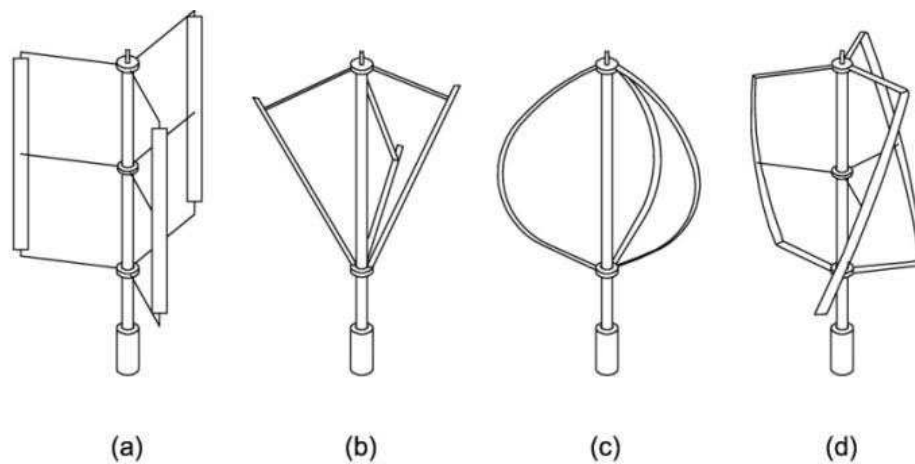


Figura 3.2: Architetture di turbine ad asse verticale operanti sul principio della portanza. Tipo a,b,c turbine Darrieus, tipo d, turbina Gorlov.

Le macchine eoliche che operano sul principio del trascinamento sono analoghe a quelle presentate in figura 3.3.

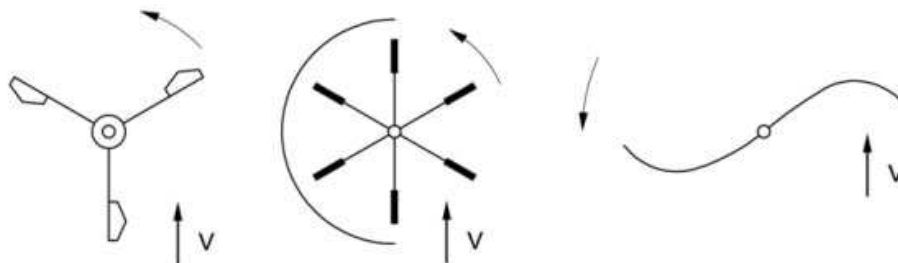


Figura 3.3: Architetture di turbine operanti sul principio della resistenza aerodinamica.

Le macchine ad asse orizzontale possono presentare il rotore sopravento o sottovento, a seconda del fatto che il vento investa prima il rotore o la navicella. Dal punto di vista delle prestazioni, le macchine a portanza sono caratterizzate da coefficienti di potenza (C_p) più elevati rispetto alle macchine

a resistenza, ragione per cui queste sono le macchine deputate alla produzione di energia elettrica.

La potenza in uscita da un aerogeneratore risulta

$$P = \frac{1}{2} C_p A_r \rho v^3 \quad (3.1)$$

dove:

- A_r è l'area spazzata in m^2 ;
- ρ è la densità dell'aria in kg/m^3 ;
- v è la velocità del vento in m/s .

Nelle turbine sottovento si possono adottare meccanismi di regolazione passiva alla direzione del vento che evitano l'uso di più complessi azionamenti ed algoritmi di regolazione indispensabili nelle turbine ad asse orizzontale con rotore sopravento.

Le turbine eoliche necessitano inoltre di sistemi di controllo e regolazione della potenza e della velocità di rotazione (ottimizzazione del campo di funzionamento). Considerando che nelle turbine eoliche il flusso non può essere regolato a monte, il rotore deve assolvere a tutte le funzioni di regolazione. In particolare la frenatura, per masse relativamente ridotte, può essere effettuata con meccanismi di movimentazione delle pale (pitch collettivo o individuale) al fine di ridurre la capacità portante. Tale funzione viene assolta mediante dispositivi di varia natura tra cui sistemi tipicamente passivi per la rotazione della pala attorno al suo asse mediante masse azionate dalla forza centrifuga, o per mezzo di sistemi attivi che azionano le pale.

Nelle applicazioni on-grid, il treno di generazione e di trasmissione della potenza elettrica consta di un generatore sincrono o asincrono accoppiato alla rete mediante un convertitore AC-DC-AC per le macchine full-variable e da un generatore asincrono direttamente accoppiato alla rete per le macchine a velocità singola.

Esistono molteplici applicazioni delle turbine eoliche in reti isolate (off-grid) tra cui una delle più conosciute è sicuramente quella sviluppata dal produttore di aerogeneratori tedesco Enercon in Norvegia [19]. Il sistema, mostrato in figura 3.4 consiste di un aerogeneratore e di un impianto di storage ibrido basato su produzione ed accumulo di idrogeno tramite un elettrolizzatore-cella combustibile e fly-wheel rispettivamente per lo storage ad elevata ed a bassa energia.

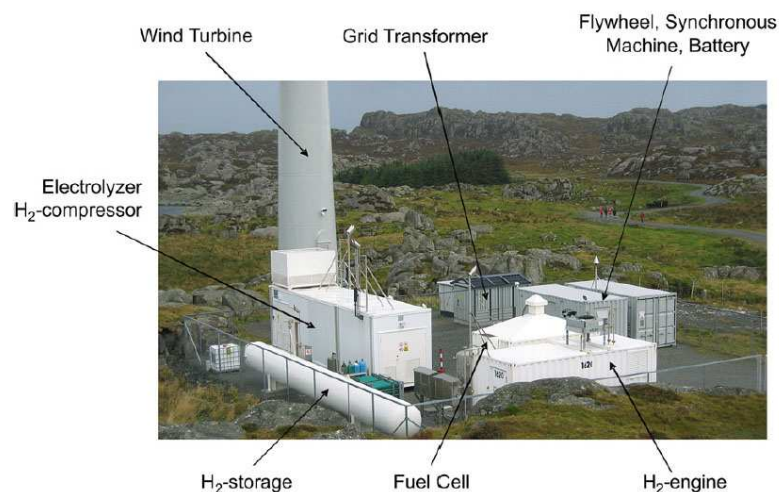


Figura 3.4: Applicazione stand-alone Enercon a Utsira, Norvegia (fonte Enercon).

Per le applicazioni di interesse nel presente lavoro di tesi, il vantaggio legato all'uso degli aerogeneratori rispetto all'impiego dell'energia fotovoltaica risiede nella possibilità di produrre energia anche nelle ore notturne. Le soluzioni basate sull'impiego di aerogeneratori sono inoltre modulari in quanto si possono creare, con relativa semplicità, installazioni con più unità di produzione. Gli svantaggi includono invece elevati costi iniziali, elevata volatilità della produzione e difficoltà nella predizione della risorsa.

3.1.2 Generatori fotovoltaici

Il componente elementare del generatore è la cella fotovoltaica in cui avviene la conversione della radiazione solare in corrente elettrica. La cella è costituita da una sottile fetta di materiale semiconduttore, generalmente silicio opportunamente trattato, dello spessore di circa 0.3 mm e con una superficie compresa tra i 100 e i 225 cm^2 . Il silicio ha quattro elettroni di valenza (tetravalente) e può essere drogato mediante l'inserimento di atomi trivalenti come ad esempio il Boro (drogaggio P) o di atomi pentavalenti come il Fosforo (drogaggio N). La regione con drogaggio di tipo P ha per tanto un eccesso di lacune, mentre la regione con drogaggio di tipo N ha un eccesso di elettroni.

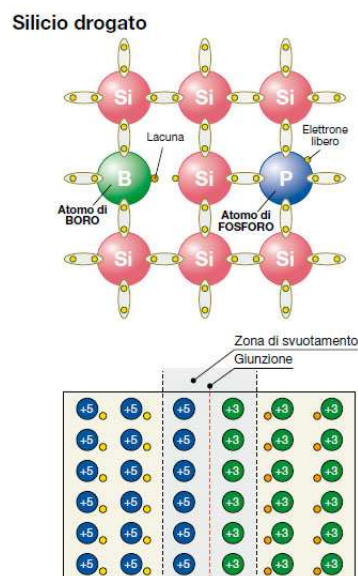


Figura 3.5: Cella fotovoltaica [11].

Nella zona di contatto tra i due strati (giunzione P-N), gli elettroni tendono a diffondere dalla regione in cui la loro densità è maggiore (strato N) alla regione in cui essa è inferiore (strato P) creando conseguentemente un accumulo di carica negativa nella regione P. Considerando invece le lacune, per esse avviene esattamente il fenomeno duale che produce un accumulo di

carica positiva nella regione N. La presenza delle due distribuzioni di carica genera un campo elettrico interno alla giunzione che si oppone all'ulteriore diffusione delle cariche elettriche.

Quando la cella fotovoltaica è esposta alla radiazione solare, per effetto fotovoltaico¹, si genera una differenza di potenziale e connettendo la giunzione con un conduttore esterno, si otterrà un circuito chiuso nel quale potrà circolare corrente dallo strato P verso lo strato N.

La figura 3.6 fornisce una rappresentazione grafica dell'effetto fotovoltaico.

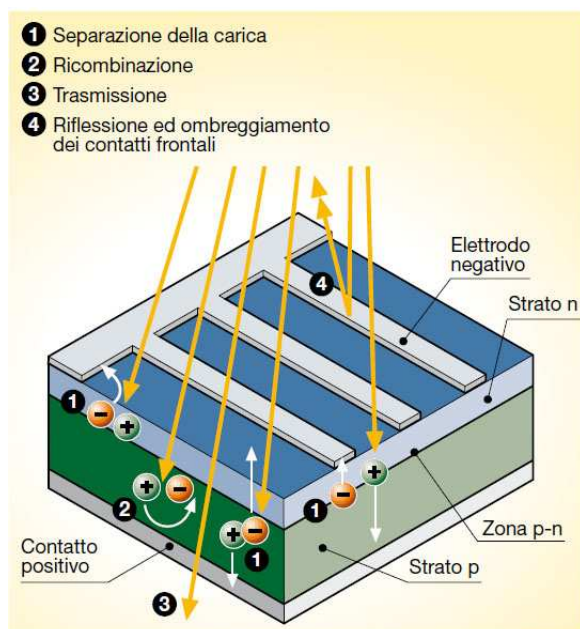


Figura 3.6: Effetto fotovoltaico [11].

¹L'effetto fotovoltaico si realizza quando un elettrone presente nella banda di valenza di un materiale semiconduttore passa nella banda di conduzione a causa dell'assorbimento di un fotone sufficientemente energetico. Nei materiali semiconduttori, come per i materiali isolanti, gli elettroni di valenza non sono liberi di muoversi, ma nei materiali semiconduttori la differenza energetica tra la banda di valenza e quella di conduzione è piccola a differenza di quanto accade per i materiali isolanti.

Considerando il 100% della radiazione solare incidente è possibile costruire il seguente bilancio energetico medio:

- 3% perdite di riflessione ed ombreggiamento dei contatti frontali;
- 23% fotoni con lunghezza d'onda elevata, con insufficiente energia per liberare elettroni. Si ha generazione di calore;
- 32% fotoni con lunghezza d'onda corta, con energia in eccesso (trasmissione);
- 8.5% ricombinazioni dei portatori di carica libera;
- 20% gradiente elettrico nella cella, specialmente nella regione di transizione;
- 0.5% resistenza in serie, rappresentativa delle perdite elettriche di conduzione.

Ne deriva una quantità in termini di energia elettrica utilizzabile pari a circa il 13%. Nelle condizioni di funzionamento standard (irraggiamento di 1 kW/m^2 alla temperatura di 25°C) una cella fotovoltaica fornisce una corrente di circa 3A con una tensione di 0.5V ed una potenza di picco pari a circa 1.5-1.7 Wp.

Più pannelli collegati elettricamente in serie costituiscono una stringa e più stringhe, collegate elettricamente in parallelo, costituiscono il generatore o campo fotovoltaico.

3.1.2.1 Circuito equivalente di una cella

Una cella fotovoltaica può essere considerata come un generatore di corrente e può essere rappresentata dal circuito equivalente della figura 3.7

La corrente ai terminali d'uscita I è pari alla corrente generata per effetto fotovoltaico I_g dal generatore ideale di corrente, diminuita della corrente di diodo I_d e della corrente di dispersione I_l . La resistenza serie R_s rappresenta

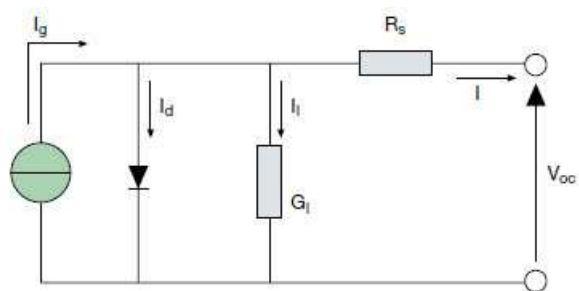


Figura 3.7: Circuito equivalente di una cella fotovoltaica

la resistenza interna del generatore e dipende dallo spessore della giunzione P-N, dalle impurità presenti oltre che dalla resistenza di contatto. La conduttanza di dispersione G_l tiene conto della corrente verso terra nel normale funzionamento. In una cella al silicio di alta qualità si hanno $R_s \approx 0.05\Omega$ e $G_l \approx 3mS$.

La tensione a vuoto V_{oc} si presenta quando il carico non assorbe corrente ($I=0$) ed è data dalla relazione:

$$V_{oc} = \frac{I_l}{G_l} \quad (3.2)$$

La corrente di diodo è fornita dalla classica espressione della corrente diretta:

$$I_d = I_D \left[e^{\frac{qV_{oc}}{AkT}} - 1 \right] \quad (3.3)$$

dove:

- I_D è la corrente di saturazione del diodo;
- Q è la carica dell'elettrone ($1.6 \cdot 10^{-19}$ C);
- A è il fattore di ricombinazione all'interno del diodo stesso (per il silicio cristallino è circa 2);
- k è la costante di Boltzmann ($1.38 \cdot 10^{-23} J/K$);

- T è la temperatura assoluta in gradi K.

La corrente erogata al carico è quindi data dall'espressione:

$$I = I_g - I_d - I_l = I_g - I_D \left[e^{\frac{qV_{oc}}{AkT}} - 1 \right] - G_l \cdot V_{oc} \quad (3.4)$$

La corrente di dispersione verso terra I_l solitamente è trascurabile rispetto alle altre due correnti.

La potenza fornita da un generatore fotovoltaico dipende dal punto di lavoro: per ottimizzare l'energia prodotta si utilizza nell'inverter o nel regolatore di carica un chopper controllato (inseguitore del punto di massima potenza o MPPT, acronimo di Maximum Power Point Tracking) che individua istante per istante la coppia di valori tensione-corrente del generatore per la quale la potenza estratta è massima.

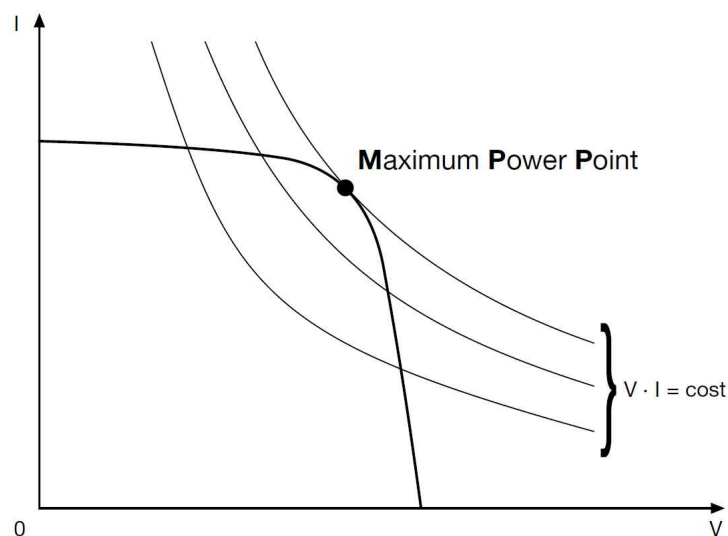


Figura 3.8: Punto di lavoro MPPT [11].

Il punto di massimo trasferimento di potenza corrisponde al punto di tangenza tra la caratteristica I-V per un dato valore di radiazione solare e l'iperbole di equazione $V \cdot I = cost$. I dispositivi MPPT individuano solitamente il punto di massima potenza sulla curva caratteristica del generatore

variando, ad intervalli regolari, il punto di lavoro e valutando se il nuovo prodotto $V \cdot I$ è maggiore o minore del precedente: nel caso si presenti un aumento della potenza estratta, la direzione di ricerca considerata è corretta, in caso contrario si modificano le condizioni nel verso opposto.

Esistono diverse tipologie di moduli fotovoltaici le cui caratteristiche principali sono descritte nei paragrafi seguenti.

3.1.2.2 Pannelli in silicio

I pannelli in silicio cristallino sono attualmente i più utilizzati negli impianti installati e si suddividono in due categorie:

- monocristallino;
- policristallino.

I pannelli in silicio monocristallino sono prodotti da cristallo di silicio di elevata purezza. Il vantaggio principale di queste celle è l'elevato rendimento (14-17%) cui si associa il basso degrado delle caratteristiche nel tempo.

Nei pannelli in silicio policristallino, i cristalli che compongono le celle si aggregano tra loro con forma ed orientamenti diversi. Il rendimento è inferiore a quello dei moduli monocristallini (12-14%) ma la durata è comunque elevata così come il mantenimento delle prestazioni nel tempo.

3.1.2.3 Pannelli a film sottile

Le celle a film sottile sono composte da materiale semiconduttore depositato, generalmente come miscela di gas, su supporti come vetro, polimeri, alluminio che danno consistenza fisica alla miscela. Rispetto alla celle a silicio cristallino che hanno uno spessore di centinaia di micron, lo strato del film semiconduttore è di pochi micron, conseguentemente il risparmio di materiale è considerevole. La possibilità di avere un supporto flessibile aumenta il campo di applicazione delle celle a film sottile rispetto alle altre tecnologie.

I materiali utilizzati sono:

- silicio amorfo;
- CdTeS (Tellururo di cadmio-solfuro di cadmio);
- GaAs (Arseniuro di gallio);
- CIS, CIGS, CIGSS (leghe a base di diseleniuro doppio di rame e iridio).

Il silicio amorfo (sigla a-Si) depositato in film su un supporto (es. alluminio) rappresenta l'opportunità di avere celle fotovoltaiche a costi ridotti rispetto al silicio cristallino anche se caratterizzate da un degrado elevato delle prestazioni nel tempo. Le celle solari CdTeS sono composte da uno strato di tipo P (CdTe) e uno strato di tipo N (CdS) che formano una eterogiunzione P-N. La cella CdTeS ha efficienze maggiori rispetto a quelle in silicio amorfo arrivando al 10-11% anche se la presenza del Cadmio nella cella costituirà un problema se non correttamente riciclato.

La tecnologia GaAs è attualmente la più interessante dal punto di vista dell'efficienza ottenuta che risulta superiore al 25-30%. La produzione di tali celle è limitata dagli elevati costi e dalla scarsità delle materie prime impiegate.

I moduli CIS/CIGS/CIGSS sono ancora in fase di studio e sviluppo. In sostituzione del silicio vengono impiegate speciali leghe quali:

- rame, indio e selenite (CIS);
- rame, indio, gallio e selenite (CIGS);
- rame, indio, gallio, selenite e zolfo (CIGSS).

L'efficienza attualmente è del 10-11% e le prestazioni rimangono stabili nel tempo; come per il silicio mono e policristallino. Rispetto ai moduli in silicio cristallino, i moduli a film sottile hanno una minore dipendenza dell'efficienza dalla temperatura di funzionamento ed una migliore risposta alla componente di luce diffusa e/o con bassi i livelli di irraggiamento.

3.2 Sorgenti dispacciabili

Il presente paragrafo descrive le principali unità di generazione tipicamente dispacciabili considerate all'interno del presente lavoro di tesi.

3.2.1 Fuel-Cell

Una Fuel-Cell, o pila a combustibile, è un dispositivo elettrochimico che permette di ottenere elettricità da certe sostanze, tipicamente da idrogeno ed ossigeno, senza che avvenga alcun processo di combustione termica.

Il rendimento delle pile a combustibile può essere teoricamente molto alta ma alcuni fenomeni, come la catalisi e la resistenza interna, pongono limiti pratici alla loro efficienza.

Esistono diverse tipologie di pile a combustibile:

- Pile a membrana a scambio protonico (PEM). In esse, l'idrogeno si separa in protoni ed elettroni sull'anodo; i protoni possono passare attraverso la membrana per raggiungere il catodo, dove reagiscono con l'ossigeno dell'aria, mentre gli elettroni sono costretti a passare attraverso un circuito esterno per raggiungere il catodo e ricombinarsi, fornendo in questo modo energia elettrica. Il catalizzatore presente sugli elettrodi è nella maggioranza delle applicazioni il platino.
- Pile a ossido solido (SOFC). In esse, l'ossigeno passa attraverso un materiale ceramico (zirconia drogata con ossido d'ittrio) per raggiungere il combustibile. Lavorano ad altissime temperature (da 800 a 1000 °C) e sono costituite da materiali ceramici, la cui fragilità di solito ne sconsiglia l'uso in applicazioni mobili. I combustibili nelle pile a ossido solido possono essere diversi: oltre all'idrogeno, anche gli idrocarburi ed il monossido di carbonio. Il loro avvio è molto lento (circa 8 ore) e sono pensate soprattutto per la generazione stazionaria di elettricità.

L'interfaccia di connessione verso la rete è costituita da un convertitore DC-AC con MPPT per ottimizzare il funzionamento della cella.

3.2.2 Impianti di cogenerazione

Con il termine cogenerazione, si intende il processo di produzione contemporanea sia di energia meccanica, solitamente trasformata in energia elettrica, che di calore utilizzabile per il riscaldamento e/o processi produttivi industriali. I benefici di tale sistema risiedono principalmente in una maggiore efficienza di impiego del combustibile primario ed un più basso impatto ambientale in confronto alla produzione indipendente di energia elettrica e calore. Il processo di cogenerazione consiste nel riutilizzo dei fumi di scarico di una turbina a gas, a vapore o di altri tipi di motori, per la produzione di energia termica che altrimenti sarebbe dispersa nell'ambiente.

La cogenerazione, su piccola scala, viene normalmente applicata attraverso l'impiego di:

- turbine a gas;
- motori alternativi.

Gli impianti di cogenerazione possono impiegare combustibili fossili o derivati (gasolio, olio minerale, gas, etc...), biogas proveniente da discariche o miscele dei primi.

3.2.2.1 Microturbine a gas

La microturbine a gas (MGT, Micro Gas Turbine) sono turbine caratterizzate da taglie di potenza elettrica tipicamente nell'intervallo che va dai 30 ai 200 kWe con rendimenti elettrici nell'ordine di 25-30%.

Il funzionamento prevede l'ingresso di aria esterna attraverso un compressore, la stessa viene preriscaldata in uno scambiatore di calore ed ulteriormente riscaldata nella camera di combustione. I gas caldi vengono espansi in turbina e quindi passano nello scambiatore di recupero prima di essere scaricati. Se il sistema opera in assetto cogenerativo è presente un secondo scambiatore di calore che sfrutta la temperatura ancora elevata dei gas di

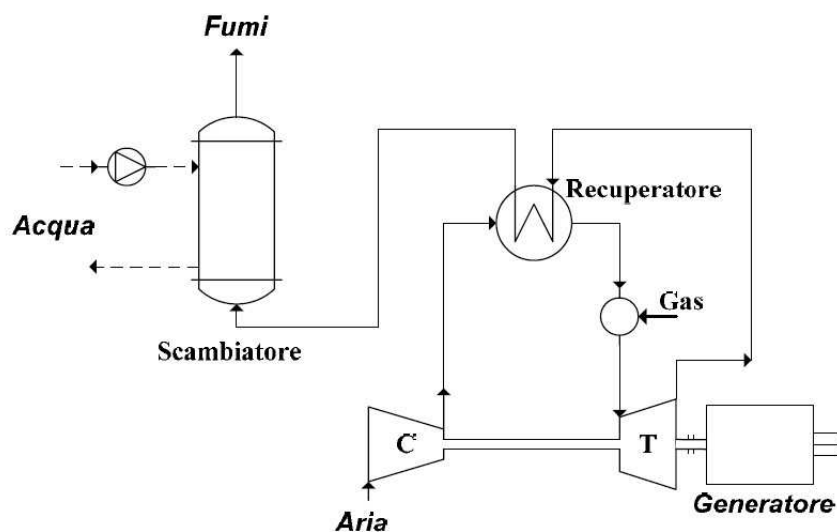


Figura 3.9: Schema di principio di una microturbina a gas.

scarico per riscaldare un fluido esterno, tipicamente l'acqua che alimenta le utenze termiche.

Il recupero termico non incide le prestazioni elettriche del sistema: la potenza termica generata può essere variata (tra il suo massimo e zero) in base alle richieste, senza condizionare il rendimento elettrico della generazione di energia. La potenza meccanica disponibile all'albero della turbina viene impiegata in parte per trascinare il compressore ed in parte viene ceduta all'esterno, ad un generatore elettrico calettato sull'asse del turbocompressore.

Date le ridotte potenze in gioco e per contenere le dimensioni del sistema, il gruppo turbocompressore ruota con velocità molto elevate (dell'ordine di 100.000 giri al minuto), il che comporta elevati valori della frequenza della corrente generata; inoltre il sistema è progettato per funzionare con velocità di rotazione variabile al variare del carico, producendo corrente alternata a frequenza variabile: per questo motivo a valle dell'alternatore è previsto un sistema elettronico, per convertire la corrente alternata alla frequenza ed alla tensione nominali di rete. Con tale modalità operativa a giri variabili, oltre a dotare la microturbina di elevata flessibilità di funzionamento, si attenua il

decadimento di prestazioni in termini di rendimento che si avrebbe a carico ridotto se la velocità fosse costante: pertanto le MGT sono anche utilizzabili in applicazioni nelle quali è richiesta una frequente modulazione del carico.

3.2.2.2 Motori alternativi a combustione interna

L'impiego di motori alternativi a combustione interna (MACI) per applicazioni stazionarie di produzione di energia elettrica e termica, riguarda una fascia di potenze molto ampia che va dai motori più piccoli, da 1 kW di potenza elettrica, fino a taglie dell'ordine del MW. In particolare, i motori più grandi rappresentano una tecnologia molto matura e ben consolidata nel campo della generazione stazionaria, date le elevate efficienze elettriche che possono arrivare facilmente ad oltre il 45%.

Nel campo delle piccole taglie invece solo ultimamente sono state introdotte in commercio alcune macchine che, pur presentando prestazioni elettriche limitate (rendimenti dell'ordine del 25%), possono diventare economicamente competitive in applicazioni cogenerative se integrate in modo innovativo con un recupero termico.

I MACI possono essere inoltre classificati, sulla base del ciclo termodinamico che li contraddistingue, in motori a ciclo Otto (o ad accensione comandata, in quanto necessitano di un sistema che inneschi la combustione ad ogni ciclo) e in motori a ciclo Diesel (o ad accensione spontanea). In questi ultimi la combustione si innesca spontaneamente ad ogni ciclo quando il combustibile viene iniettato assieme al comburente che si trova in condizioni di temperatura e pressione tali da permetterne l'autoaccensione.

Il motore primo aziona nella maggioranza delle applicazioni un alternatore ed il sistema di controllo provvede a mantenere la tensione (regolazione dell'eccitazione) e la frequenza (regolatore di velocità) entro valori accettabili per l'alimentazione delle utenze in funzione delle diverse condizioni di carico. L'interfaccia di connessione verso la rete sono i morsetti di uscita del generatore azionato dal motore primo.

3.3 Sistemi di Conversione Statica impiegati nelle microreti

I sistemi di conversione statica sono utilizzati per convertire la corrente continua in corrente alternata (funzionamento da inverter) o per la conversione da corrente alternata a quella continua (funzionamento da raddrizzatore).

Molte tipologie di inverter sono bidirezionali. Confrontando un convertitore statico con un generatore rotante tradizionale, tra le caratteristiche salienti dei primi si ha un'elevata velocità di risposta durante le fasi transitorie, l'assenza di inerzia e la bassa corrente di corto circuito che normalmente è limitata a valori di 1,5 volte la corrente nominale.

L'assenza di inerzia impone l'adozione di tecniche per garantire il controllo della frequenza del sistema. Il basso valore delle correnti di corto circuito, da una parte rende praticamente nulle le correnti di guasto, dall'altra impone una "revisione" dei sistemi di protezione normalmente utilizzati nelle reti tradizionali al fine di garantirne l'intervento in condizioni di guasto.

I requisiti che vengono normalmente richiesti ad un convertitore statico sono:

- Tensione sinusoidale di uscita;
- Regolazione del set-point di tensione;
- Regolazione del set-point della frequenza;
- Elevata efficienza, specie in condizioni di carico parziale;
- Basso THD;
- Capacità di overload.

I dispositivi a semiconduttore più utilizzati per le applicazioni nei convertitori statici sono MOSFET (Metal Oxide Semiconductor Field-Effect Transistors) e IGBT (Insulated-Gate Bipolar Transistors). Tipicamente i transistori MOSFET sono utilizzati in unità di piccolissima potenza (< 5 kW)

ed il loro vantaggio principale rispetto ad altri dispositivi è legato alle basse perdite alle alte frequenze di commutazione.

Per potenze maggiori (fino a diverse centinaia di kW) vengono invece utilizzati gli IGBT che hanno lo svantaggio di essere caratterizzati da cadute di tensione più elevate (circa $2V$ /dispositivo).

Nelle applicazioni off-grid vengono normalmente impiegati inverter a tensione impressa (VSI), sia di tipo monofase che trifase.

Le tecniche di modulazione più diffuse sono:

- square wave;
- quasi-square-wave;
- PWM,

dove la tecnica PWM è la più utilizzata per ottenere forme d'onda sinusoidali caratterizzate da bassa distorsione armonica.

Lo schema dell'elettronica di potenza di un inverter trifase è mostrato nella figura seguente. L'uscita dell'inverter è collegata al carico attraverso un trasformatore Δyn con il centro stella connesso a terra. Tale configurazione permette anche di alimentare carichi monofasi tra una fase ed il neutro.

Lo stesso risultato può essere ottenuto mediante un inverter a tre livelli (figura 3.11) dove il punto MP può essere utilizzato come conduttore di neutro; oppure impiegando tre inverter monofasi opportunamente sincronizzati: quest'ultima topologia può essere schematizzata come un inverter trifase a quattro rami (figura 3.12) in cui il quarto ramo gestisce il conduttore di neutro.

Sebbene l'impiego di un inverter a tre livelli permetta la connessione di utenze monofase, tale soluzione presenta degli inconvenienti se confrontata con l'alternativa a 4 rami, in quanto la prima non permette di gestire elevate correnti sul conduttore di neutro senza causare elevati valori di ripple lato continua.

La struttura di un inverter bidirezionale monofase è mostrata nella figura 3.13.

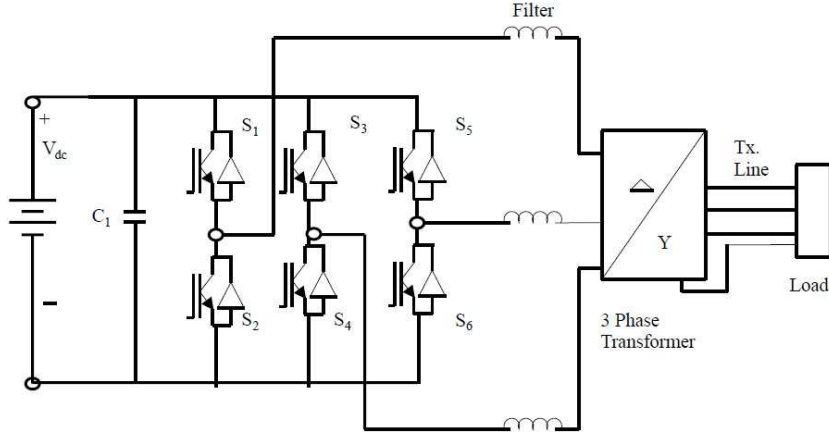


Figura 3.10: Architettura generale di un inverter per applicazioni off-grid [10].

L'inverter è caratterizzato da una configurazione full-bridge che consta complessivamente di 4 IGBT (nella versione monofase), due induttori X_1 e X_2 , e la capacità C_2 . È inoltre presente un trasformatore in bassa frequenza (50/60 Hz) per innalzare la tensione di uscita al valore desiderato. L'inverter viene connesso alle altre sorgenti AC per mezzo di un induttore X_m ed il flusso di potenza bidirezionale tra l'inverter e la sorgente AC può essere calcolato come segue:

$$P_m = \frac{V_c V_m}{X_m} \sin \delta \quad (3.5)$$

$$Q_m = \frac{V_m}{X_m} (V_m - V_c \cos \delta) \quad (3.6)$$

$$\delta = \arcsin \left(\frac{P_m X_m}{V_c V_m} \right) \quad (3.7)$$

Dall'ultima equazione si denota che variando δ è possibile regolare il flusso di potenza attiva mentre modificando l'ampiezza della modulante V_m è possibile variare l'ampiezza della forma d'onda di uscita V_c .

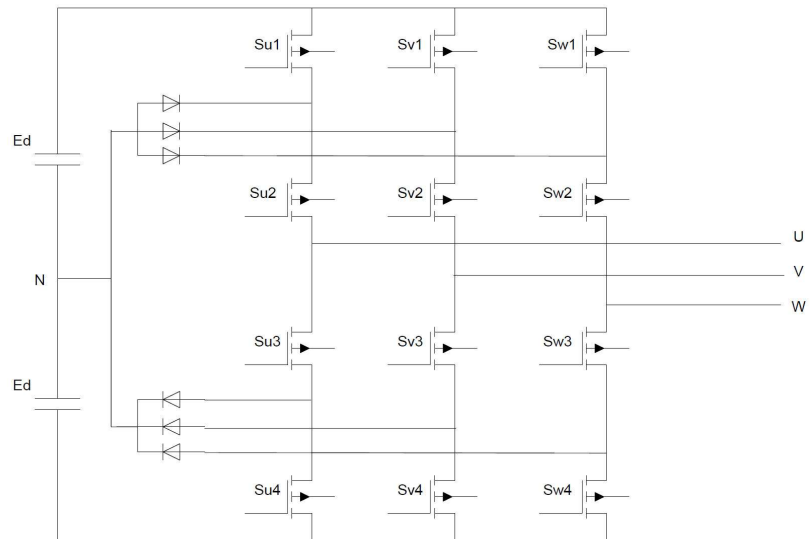


Figura 3.11: Inverter trifase a tre livelli [10].

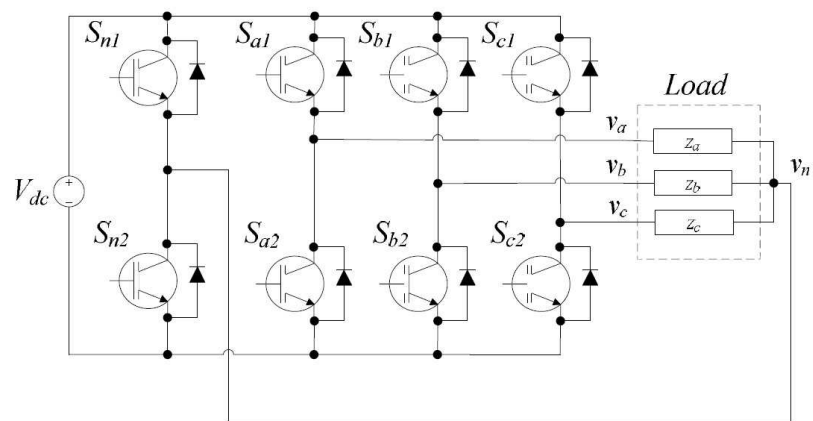


Figura 3.12: Inverter a quattro rami [10].

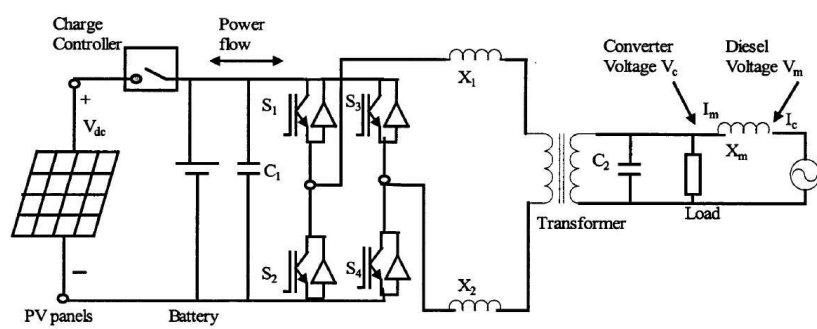


Figura 3.13: Inverter bidirezionale monofase [10].

Capitolo 4

Microrete Tozzi

Il concetto della Microrete Tozzi consiste in un sistema caratterizzato da unità di produzione di piccola potenza alimentate da FER e di un accumulo elettrochimico in grado di assicurare la fornitura di energia elettrica a piccole utenze quali entità rurali, sistemi per le telecomunicazioni e per il trattamento delle acque nei paesi sviluppati ed in via di sviluppo.

Trattandosi di un sistema destinato principalmente al funzionamento in isola, la microrete può essere opzionalmente equipaggiata con un Gruppo Elettrogeno con funzionalità di backup.

In un'ottica di applicazione più ampia dei concetti sviluppati, nel presente lavoro di tesi è stata implementata anche una modalità di funzionamento in parallelo alla rete elettrica di distribuzione in grado di offrire funzionalità come il peak-shaving ed il dispacciamento economico.

La figura 4.1 mostra la struttura della microrete Tozzi.

Gli elementi principali che costituiscono la microrete sono:

- le unità di generazione connesse sul bus AC (ed eventualmente sul bus DC);
- il sistema di accumulo;
- il sistema di controllo, denominato Energy Manager implementato su un PLC cui viene deputata la gestione dei carichi e dei flussi di potenza.

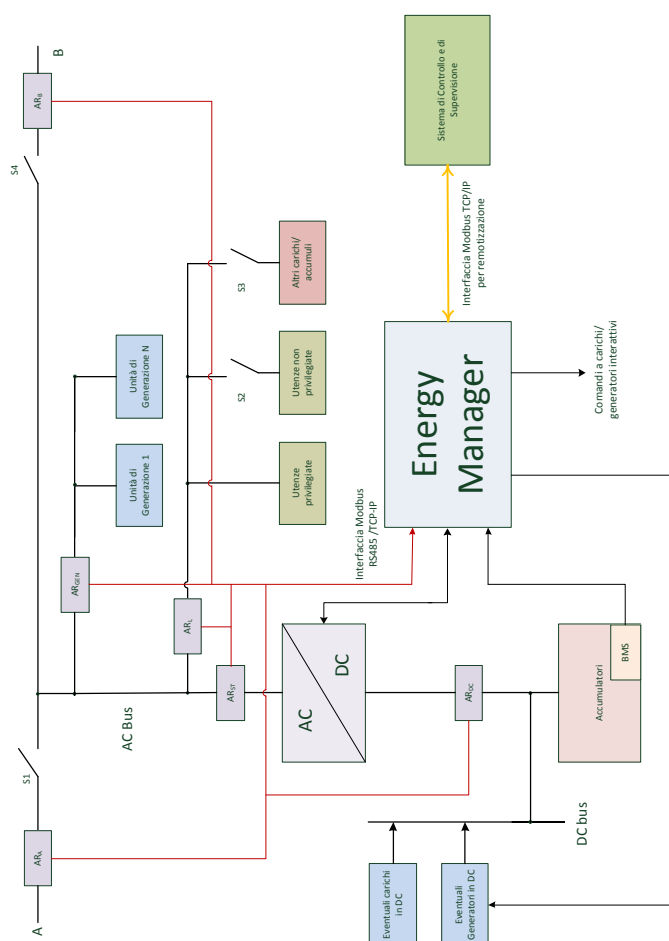


Figura 4.1: Schema di principio della microrete Tozzi.

L'Energy Manager è inoltre in grado di gestire le operazioni di parallelo con la rete elettrica nella modalità on-grid oltre all'accesione ed allo spegnimento del Gruppo Elettrogeno, se presente, nella modalità off-grid;

- il sistema di conversione statico che, oltre all'interfaccia verso il sistema di accumulo, deve implementare i loop di regolazione della frequenza e della tensione per la gestione della rete AC;
- eventuali carichi controllabili presenti all'interno della microrete;

- la rete di comunicazione LAN che è utilizzata per la supervisione delle unità di generazione (protocollo Modbus TCP/IP) ed, opzionalmente, per la gestione dei carichi controllabili.

Il flusso dei dati che caratterizza l'Energy Manager è mostrato in figura 4.2, in particolare lo stesso è in grado di:

1. leggere le principali grandezze elettriche provenienti sia dalle unità di generazione e dalle utenze oltre che dal sistema di accumulo;
2. ricevere le informazioni inerenti il prezzo dell'energia elettrica per funzionalità di trading economico;
3. utilizzare le informazioni di stima dei consumi delle utenze al fine di gestire in modo ottimale l'energia prodotta;
4. utilizzare le informazioni di stima della producibilità a breve termine fornite da un servizio metereologico.

L'Energy Manager può inoltre essere programmato per gestire la microrete in due distinte modalità:

1. off-grid, descritta al paragrafo 4.2;
2. backup descritta al paragrafo 4.3.

La configurazione della Microrete Tozzi può essere modificata e/o espansa al fine di adeguarla ai nuovi scenari di funzionamento, in particolare:

- possono essere aggiunte ulteriori unità di generazione;
- il gruppo elettrogeno può essere sostituito anche in un secondo momento dalla rete elettrica qualora la stessa diventi disponibile;
- più microreti possono essere interconnesse al fine di creare un VPP.

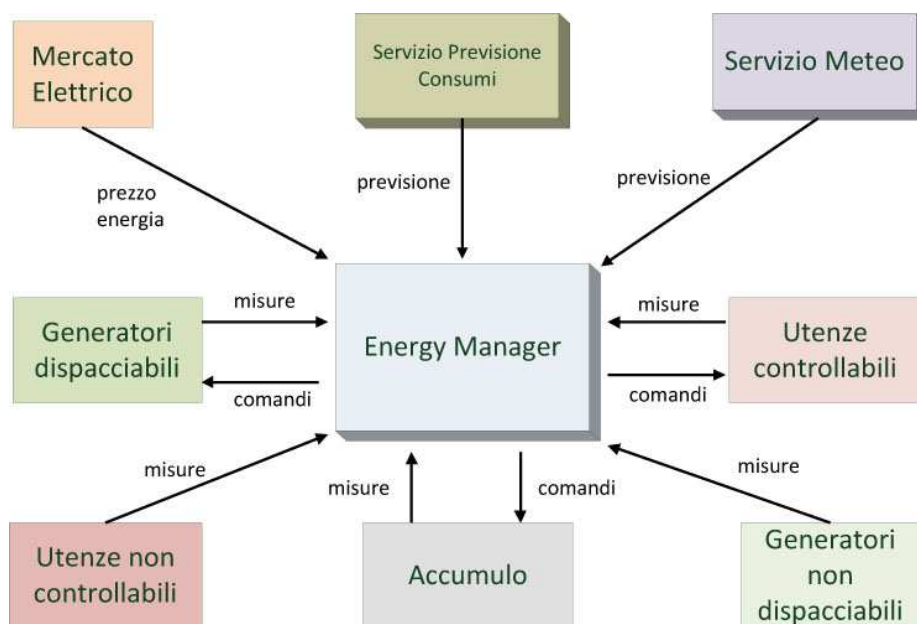


Figura 4.2: Flusso dei dati tra l'Energy Manager ed i componenti della microrete.

4.1 Metodi di stima della producibilità delle unità non dispacciabili

Nell'ambito delle unità di generazione da FER, assumono particolare rilievo i metodi di forecasting volti alla stima di producibilità delle unità di generazione. Il processo della stima della producibilità richiede la previsione delle condizioni meteorologiche mediante l'ausilio di opportuni strumenti di simulazione. Per i sistemi fotovoltaici e per gli impianti eolici, le metodologie di stima della producibilità sono riconducibili rispettivamente ai metodi di previsione della radiazione solare e delle condizioni di ventosità. I modelli previsionali possono essere basati su approcci di tipo fisico, statistico o su una combinazione di entrambe le categorie. I modelli numerici NWP (Numerical Weather Prediction) sono basati su un modello matematico che descrive la dinamica dell'atmosfera e sono considerati i metodi più affidabili

per la previsione delle condizioni meteorologiche ma, causa la natura della loro complessità sono molto onerosi dal punto di vista computazionale. I modelli di natura statistica e/o probabilistica (metodi Monte Carlo), consentono di superare la complessità computazionale del modello deterministico attraverso l'impiego di generatori stocastici (Weather Generators) di serie meteorologiche, i quali consentono di produrre serie temporali con frequenza giornaliera o oraria aventi caratteristiche statistiche coerenti con le serie di dati effettivamente rilevati.

La previsione della producibilità può essere effettuata su diverse scale temporali. Nell'ambito delle logiche di controllo per la gestione energetica nelle microreti sono di interesse le previsioni a breve termine su un orizzonte temporale che va da qualche ora a qualche giorno. Al crescere dell'orizzonte temporale aumenta l'errore sulla previsione comportando la perdita di affidabilità della previsione.

4.2 Modalità di funzionamento off-grid

Con riferimento alla figura 4.1, nella modalità di funzionamento off-grid, lo switch $S1$ è normalmente aperto disconnettendo di fatto la microrete da altre microreti o generatori posti a monte. L'Energy Manager esegue tramite gli analizzatori di rete la lettura delle grandezze elettriche sul bus AC (tensioni, correnti, potenze attive, potenze reattive, frequenza, etc...) e sul bus DC (tensione, corrente). In presenza di un eccesso di produzione generato dalle unità di generazione, qualora lo stato di carica degli accumulatori lo permetta, l'energia in eccesso verrà stoccata all'interno del sistema di accumulo, viceversa nel caso sia presente un deficit di produzione la potenza necessaria a garantire l'equilibrio tra potenza generata ed assorbita sarà fornita dal sistema di accumulo. Gli switch $S1$, $S2$ ed $S3$ possono essere gestiti in funzione dello SOC del sistema di accumulo, della fascia oraria, di una eventuale previsione di producibilità che può essere inserita all'interno dell'Energy Manager tramite il sistema di Controllo e Supervisione.

Nella modalità di funzionamento off-grid, ad esempio, è possibile stabilire l'alimentazione di alcune utenze non privilegiate in presenza di opportune condizioni dipendenti dallo SOC, dai flussi di potenza e dalla fascia oraria di funzionamento al fine di preservare un'adeguata riserva di energia per le utenze privilegiate. Lo pseudocodice di seguito riportato descrive una delle possibili programmazioni dell'Energy Manager per la gestione dei carichi non privilegiati:

```
if ( SOC>60 & PST,AVE < -2.0 & (time > 24.00 & time < 6.00) )
    S2=1
else
    S2=0
```

Con la programmazione descritta i carichi non essenziali potranno essere alimentati unicamente se lo $SOC > 60\%$, il valore medio della potenza entrante nel convertitore PST, AVE è superiore a 2 kW e solamente nel periodo notturno (nell'esempio dalle 24.00 alle 6.00) di basso carico .

In tale modalità operativa, alla porta A viene normalmente connesso un gruppo elettrogeno con funzionalità di backup avente l'obiettivo di fornire energia nei periodi di assenza di produzione. L'accensione del gruppo (segnale GE) ed il parallelo con la microrete può essere gestito tramite l'Energy Manager impostando la condizione operativa descritta nello pseudocodice seguente:

```
if (GE=0 & SOC<50 & PST,AVE > 1.0 & PGEN,AVE < 2.0)
    GE = 1 ; richiesta accensione gruppo
else if(GE=1 & SOC>90 )
    GE = 0 ; richiesta spegnimento gruppo

if(GE=1 & VA,OK=1 & FP=0) ;avvio procedura parallelo con GE
    FP=1
    T1=200ms
    CSMODE=OFF
```

```
;avvio procedura distacco GE per raggiungimento SOC o guasto GE
if(FP=1 & (GE=0 | VA,OK=0) )
    FP=0
    T1=200ms

;avvio procedura distacco GE per inversione flusso di potenza
if(FP=1 & PA,AVE <0.5 )
    FP=0
    T1=200ms

if(FP=1 & T1=0)
    S1=1
    CSMODE=SLAVE

if(FP=0 & T1=0)
    S1=0
    CSMODE=MASTER
```

in cui CSMODE rappresenta la modalità operativa del convertitore:

- *MASTER*: è la modalità operativa relativa al funzionamento in isola della microrete. Il convertitore genera i riferimenti di tensione e frequenza per le altre unità di produzione della microrete.
- *SLAVE*: è la modalità operativa in cui i riferimenti di tensione e frequenza sono generati da una sorgente esterna (connessa alla porta A) come ad esempio un'altra microrete o un gruppo elettrogeno.
- *OFF*: in questa modalità operativa, la modulazione del convertitore è spenta.

Nell'esempio descritto, se lo SOC diventa inferiore al 50% e la potenza erogata dall'accumulo è superiore ad 1.0 kW viene comandata l'accensione del gruppo elettrogeno, che a valle della fase di riscaldamento sarà pronto ad erogare energia. Una volta acceso il gruppo elettrogeno e verificata la presenza della terna di tensioni alla porta A (segnali GE e VA, OK alti) l'Energy Manager setta a valore logico alto il flag di parallelo FP , carica sul timer T1 il valore di $200ms$ e spegne il convertitore statico creando un buco di tensione.

Trascorsi $200ms$ viene chiuso lo switch $S1$ e viene attivato il convertitore in modalità "SLAVE", ovvero vengono disattivati i loop di regolazione della tensione e della frequenza che saranno impostati, in questa modalità, dal Gruppo Elettrogeno. La massima potenza assorbita dal convertitore AC/DC in fase di ricarica viene impostata fornendo al convertitore un opportuno riferimento.

Al fine di evitare malfunzionamenti nelle unità di generazione durante il transitorio, è necessario inoltre che le stesse siano conformi ai requisiti per il Low Voltage Fault Ride Through (LVFRT). La figura 4.3 mostra ad esempio i requisiti per il LVFRT richiesti dalla norma tecnica CEI 0-21 [17]

Una volta raggiunto lo stato di carica desiderato, in presenza di un guasto del gruppo elettrogeno (VA, OK basso) o in caso si inverta il flusso di potenza P_A , verrà comandato il distacco del gruppo, che sarà spento automaticamente al termine della fase di raffreddamento dello stesso.

È importante precisare che durante il funzionamento del Gruppo Elettrogeno, gli eventuali generatori alimentati da FER connessi al bus AC hanno la priorità di dispacciamento contribuendo in questo modo a ridurre i consumi di carburante del gruppo.

È inoltre possibile pensare di sfruttare i periodi di basso carico ed elevata produzione da FER, in cui le rispettive unità di generazione sarebbero limitate, per attivare altri carichi o fonti di accumulo. In molte aree dei paesi in via di sviluppo, la disponibilità di acqua potabile costituisce uno dei principali problemi ed è quindi pensabile l'opzione di accumulare energia in forme

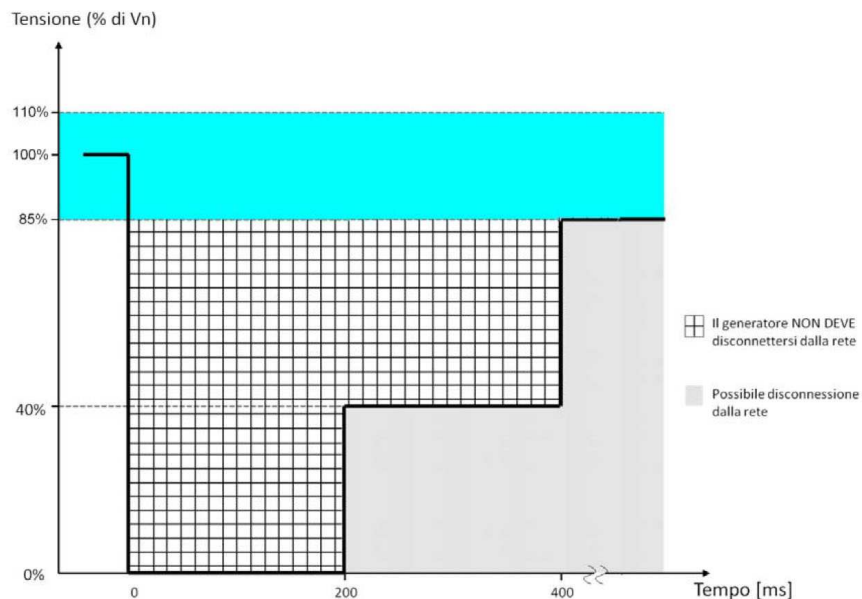


Figura 4.3: Requisiti LVRT della norma CEI 0-21.

diverse da quella elettrica. In particolare, avendo a disposizione un serbatoio di accumulo posto ad una certa altezza dal suolo ("chateau d'eau") è possibile predisporre una logica che permetta di accendere una pompa sommersa se lo SOC è superiore ad una soglia minima e si verificano più di 2 limitazioni nell'arco di un minuto. Al fine di evitare frequenti accensioni e spegnimenti è inoltre possibile impostare un tempo di accensione minimo.

```
if(SOC > 70 & f_{ave} > 51.1 & T3 > 0 & T4 == 0)
```

```
    C1++
```

```
    T3 = 1 min
```

```
if(T3 == 0)
```

```
    C1 = 0
```

```
if(C1 > 2)
```

```
    S3 = 1
```

```
T4=30min

if(T4==0 | SOC<60)
    S3=0
    C1=0
```

4.3 Modalità di funzionamento backup

Con riferimento alla figura 4.1, nella modalità di funzionamento backup, lo switch $S1$ è normalmente chiuso essendo presente una rete di distribuzione esterna.

In tale modalità operativa, il convertitore statico funziona normalmente in modalità "SLAVE" essendo disattivati i loop di regolazione della tensione e della frequenza che sono impostati dalla rete esterna da cui, in assenza di produzione da FER, viene prelevata l'energia per la ricarica del sistema di accumulo.

In caso di guasto alla rete esterna (segnale VA, OK basso), il sistema è in grado di alimentare in modo autonomo le utenze. L'energia viene fornita dalle unità di produzione della microrete ed eventualmente prelevata dal sistema di accumulo. Lo pseudocodice seguente descrive la logica di funzionamento per il passaggio dalla modalità backup alla modalità isola e viceversa.

```
; rilevazione guasto rete
if(FP=1 & VA,OK=0)
    FP=0
    T1=200ms

; richiesta parallelo rete
if(FP=0 & VA,OK=1)
    FP=1
    T1=200ms
```

```
CSMODE=OFF

; isola
if(FP=0 & T1=0)
    S1=0
    CSMODE=MASTER

; parallelo rete
if(FP=1 & T1=0)
    S1=1
    CSMODE=SLAVE
```

Ulteriori funzionalità che possono essere fornite dalla microrete in modalità backup sono il peak-shaving ed il rifasamento del carico. In tale modalità operativa è possibile impostare il massimo valore della potenza attiva prelevata/fornita dalla/alla rete connessa alla porta *A* per fare fronte ai picchi di assorbimento e/o erogazione di potenza attiva durante le fasi di avvio e di arresto di grosse macchine rotanti.

Ad esempio volendo limitare il picco di potenza prelevata dalla rete a 15.0 kW è possibile impostare una condizione del tipo:

```
CSMODE = SLAVE
if ( PA>15.0)
PST = PA-15.0
```

Il rifasamento del carico può essere ottenuto impostando il valore della potenza reattiva erogata dal convertitore come:

```
CSMODE = SLAVE
QST = -0.9*QL
```

4.4 Controllo della microrete

Nel progetto di una microrete è necessario considerare attentamente alcune caratteristiche che possono differire notevolmente dalle reti convenzionali in termini di strategie di controllo e di gestione tra cui:

- il comportamento in transitorio ed in condizione di regime delle unità di generazione di piccola taglia con particolare riferimento ai generatori accoppiati mediante inverter il cui comportamento risulta differente da quello dei grandi generatori sincroni;
- il grado di sbilanciamento a causa della presenza di carichi o generatori monofase di potenza "comparabile" con quella della rete;
- alcune unità produttive, così come alcuni carichi, possono essere di tipo non controllabile;
- le caratteristiche del sistema di accumulo condizionano notevolmente le modalità operative e le strategie di gestione della microrete;
- alcuni carichi preferenziali all'interno della microrete possono richiedere caratteristiche in termini di power quality e continuità della fornitura molto stringenti. Questo influisce sulle specifiche progettuali e sul costo del sistema;
- la gestione dell'energia è principalmente determinata dalla tipologia di sorgenti impiegate, dalle caratteristiche dei carichi, dal dimensionamento del sistema di accumulo e dagli scenari di funzionamento attesi;
- nella modalità di funzionamento ad isola non è presente un vero e proprio nodo di slack-bus. Tale compito viene, in tale modalità operativa, assolto dallo storage.

4.4.1 Gestione dei carichi della microrete

La gestione del prelievo di energia elettrica da parte di nodi in cui sono presenti sia carichi elettrici che sistemi di generazione, costituisce uno dei principali fattori per garantire il corretto funzionamento della microrete razionalizzando le risorse energetiche disponibili all'interno.

La modalità operativa di gestione dei carichi all'interno di una microrete è dipendente dalla modalità operativa della microrete stessa. Se la microrete funziona in modalità grid-connected, la rete di distribuzione delle utility può essere considerata come il nodo di slack-bus e può fornire o assorbire le differenze tra la potenza generata e quella assorbita all'interno della microrete stessa al fine di garantire il bilancio delle potenze.

Nel caso in cui la microrete presenti, oltre a sistemi indipendenti di generazione dell'energia da fonte rinnovabile anche sistemi di accumulo, il sistema di controllo potrebbe gestire lo stesso al fine di adeguare l'acquisto e la vendita dell'energia in funzione del prezzo dell'energia elettrica influenzando conseguentemente il profilo della gestione delle risorse energetiche e dei carichi.

Nella modalità operativa di funzionamento in isola (off-grid), è spesso richiesto lo shedding dei generatori o dei carichi al fine di garantire il bilancio delle potenze e mantenere la frequenza e la tensione all'interno dei range prefissati. In questo ambito i carichi non controllabili e non preferenziali della microrete costituiscono i primi candidati per il load-shedding.

Alcune tipologie di carichi non preferenziali all'interno della microrete possono inoltre essere controllabili in termini di potenza assorbita (ad esempio sistemi di pompaggio acqua, flusso luminoso dei sistemi di illuminazione etc...) tramite l'interposizione di sistemi di conversione statica, sia durante i momenti di picco del carico (peak shaving), sia in funzione dello stato di carica degli accumulatori e della produzione delle diverse sorgenti connesse alla microrete. Tale opzione permette di "rilassare" i vincoli di dimensionamento della potenza massima e della capacità del sistema di accumulo all'interno della microrete.

In alcune situazioni e per alcune tipologie di carichi è inoltre pensabile di alimentare gli stessi solamente in presenza di alcune condizioni specifiche, ad esempio quando è disponibile la produzione di alcune unità di produzione alimentate da FER.

4.4.2 Controllo delle unità di generazione

Le funzioni di controllo delle unità di generazione dipendono dalla natura delle interazioni esistenti tra i generatori presenti all'interno della rete. Le principali funzioni di controllo per un generatore sono il controllo della tensione, della frequenza e delle potenze attiva e reattiva.

I metodi di controllo delle unità di generazione possono essere classificati in:

- *interattivi*: i set point delle potenze attive e reattive vengono forniti ai generatori come comandi di ingresso. È prevista l'implementazione di algoritmi per il controllo della tensione e della frequenza della microrete.
- *non interattivi*: la potenza attiva generata viene massimizzata dal controllo dei generatori secondo algoritmi di MPPT (unità di generazione non dispacciabili). La connessione di tali unità produttive alla microrete può richiedere l'uso di chopper dissipativi.

4.5 Microrete con più unità di generazione sulla rete AC

Nelle microreti in cui i generatori sono connessi in parallelo sul bus AC, è necessario definire gli algoritmi con cui le diverse sorgenti reagiscono alle variazioni del carico. Il controllo potenza-frequenza così come il controllo potenza reattiva-tensione sono già largamente utilizzati nei sistemi elettrici di larga scala.

Il "Droop Control" è una strategia di controllo utilizzata principalmente per la regolazione primaria della frequenza ed, in alcuni casi, anche della tensione al fine di garantire un funzionamento stabile della rete e la ripartizione del carico tra i vari generatori.

I generatori possono fornire l'energia di uscita in DC (fuel-cell, celle fotovoltaiche, accumulatori elettrochimici, etc...) o in AC (microturbine, etc...) che viene convertita in DC per mezzo di un primo stadio di conversione. In entrambe le situazioni è normalmente presente un inverter VSI connesso alla microrete per mezzo di una induttanza X come mostrato in figura 4.4.

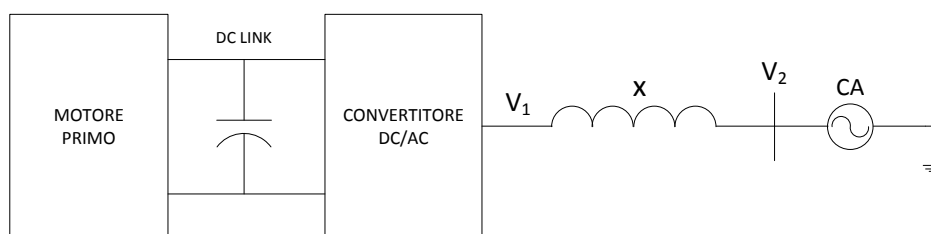


Figura 4.4: Interfaccia tra unità di generazione e la microrete.

Per analizzare il principio di funzionamento si considera una linea di trasmissione come mostrato in figura 4.5 per la quale si andrà a valutare la potenza complessa di transito sulla stessa.

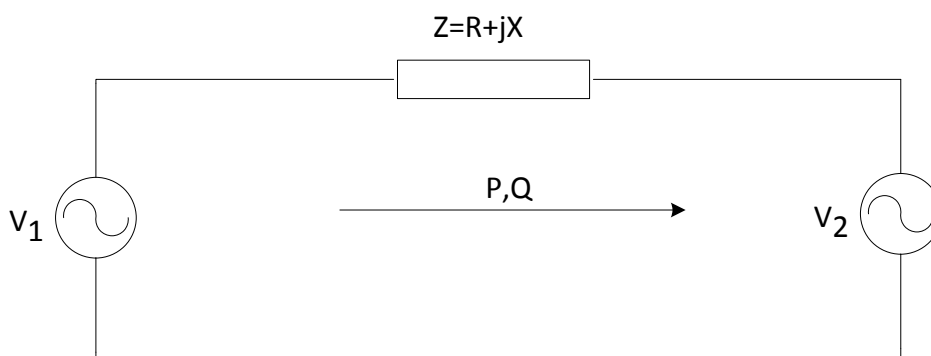


Figura 4.5: Potenza di transito su una linea di trasmissione.

Definite: $\overline{V}_1 = V_1 e^{j\phi_1}$, $\overline{V}_2 = V_2 e^{j\phi_2}$, $\overline{Z} = Z e^{j\theta}$ e $\delta = \phi_1 - \phi_2$ è possibile scrivere la potenza complessa come:

$$\overline{S} = P + jQ = \overline{VI}^* = V_1 \left(\frac{\overline{V}_1 - \overline{V}_2}{\overline{Z}} \right)^* = \frac{V_1^2}{Z} e^{j\theta} - \frac{V_1 V_2}{Z} e^{j(\delta + \theta)} \quad (4.1)$$

Separando la parte reale e la parte immaginaria si ottiene:

$$P = \frac{V_1^2}{Z} \cos(\theta) - \frac{V_1 V_2}{Z} \cos(\delta + \theta) \quad (4.2)$$

$$Q = \frac{V_1^2}{Z} \sin(\theta) - \frac{V_1 V_2}{Z} \sin(\delta + \theta) \quad (4.3)$$

Definendo ulteriormente l'impedenza di linea $Z e^{j\theta} = R + jX$ e considerando la linea priva di perdite ($R = 0$, $\cos \theta = 0$), è possibile riportarsi al caso rappresentato in figura 4.4 ed esprimere rispettivamente le potenze attive e reattive come descritto nelle equazioni seguenti:

$$P \approx \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta \quad (4.4)$$

$$Q \approx \frac{V_2}{X} (V_2 - V_1 \cos \delta) \quad (4.5)$$

L'angolo δ è in generale piccolo conseguentemente è lecito approssimare $\sin \delta \approx \delta$ e $\cos \delta \approx 1$ da cui invertendo le equazioni sopra è possibile ricavare:

$$\delta \approx \frac{PX}{V_1 V_2} \quad (4.6)$$

$$(V_2 - V_1) \approx \frac{QX}{V_2} \quad (4.7)$$

Dalle precedenti equazioni è possibile comprendere come la potenza attiva è fortemente dipendente dall'angolo di sfasamento δ mentre la potenza reattiva ha una grande influenza sulla caduta di tensione.

L'angolo di sfasamento δ è legato alla frequenza delle due sorgenti \overline{V}_1 e \overline{V}_2 dalla seguente relazione:

$$\delta = 2\pi f \int (f_1 - f_2) dt \quad (4.8)$$

Le equazioni di base per i loop di regolazione della frequenza e della tensione assumono la seguente forma:

$$f = f_0 - k_p(P - P_0) \quad (4.9)$$

$$V = V_0 - k_q(Q - Q_0) \quad (4.10)$$

dove:

- f è la frequenza del sistema;
- f_0 è la frequenza nominale;
- P è la potenza attiva;
- Q è la potenza reattiva;
- P_0 è la potenza attiva nominale del generatore;
- V_0 è la tensione nominale del generatore;
- V è la tensione ai carichi;
- Q_0 è la potenza reattiva nominale del generatore;
- k_p è lo statismo per la regolazione di frequenza;
- k_q è lo statismo per la regolazione della tensione.

Dalle equazioni di controllo, se la potenza attiva assorbita dai carichi aumenta, la frequenza diminuisce e viceversa. Analogamente per la tensione, se la potenza reattiva induttiva assorbita dai carichi aumenta si ha una diminuzione della tensione e viceversa.

Le figure seguenti mostrano il controllo frequenza/potenza attiva e tensione/potenza reattiva.

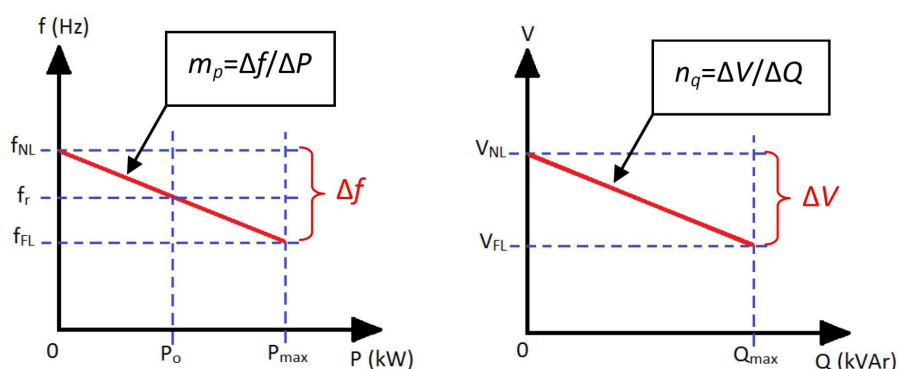


Figura 4.6: Controllo frequenza-potenza attiva e tensione-potenza reattiva dove $m_p = k_p$ e $n_q = k_q$.

È inoltre desiderabile la creazione di un sistema di controllo che ripristini il valore della tensione e della frequenza al valore nominale al termine della perturbazione.

Nel caso la rete elettrica contenga più di un generatore, il carico verrà suddiviso in base alle energie regolanti delle diverse unità produttive.

4.5.1 Regolazione della frequenza e della tensione in reti prevalentemente resistive

Nel paragrafo precedente sono state ricavate le equazioni di base relative al droop control nell'ipotesi che il sistema sia privo di perdite o comunque nel caso in cui la reattanza di linea sia molto maggiore della resistenza. Questa approssimazione, in generale lecita per i sistemi di trasmissione in alta tensione, non può essere applicata al caso delle microreti che generalmente funzionano con livelli di tensione inferiori. La tabella seguente mostra i parametri di resistenza R e reattanza X ed i valori tipici di corrente per linee in AT, MT e BT.

È possibile applicare una trasformazione ortogonale e lineare \mathbf{T} al fine di ottenere due nuove quantità P' e Q' che sono utili per la rappresentazione

Tipo Linea	R (Ω/km)	X (Ω/km)	I _n (A)
BT	0,642	0,083	142
MT	0,161	0,190	396
AT	0,06	0,191	580

Tabella 4.1: Parametri caratteristici delle linee BT, MT ed AT.

delle potenze attive e reattive nel caso di linee con perdite.

$$\begin{bmatrix} P' \\ Q' \end{bmatrix} = \mathbf{T} \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin \theta & -\cos \theta \\ \cos \theta & \sin \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{X}{Z} & -\frac{R}{Z} \\ \frac{R}{Z} & \frac{X}{Z} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

La trasformazione è illustrata graficamente in figura 4.7.

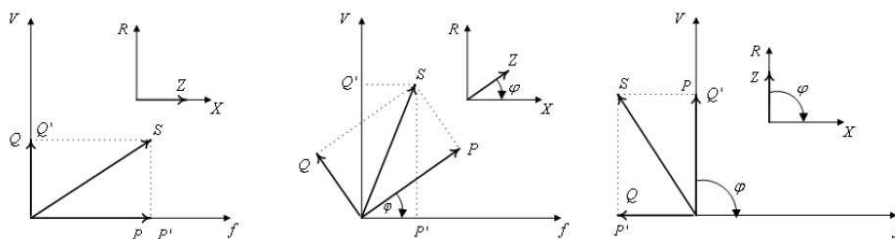


Figura 4.7: Trasformazione di Brabandere.

e permette di ottenere:

$$\sin \delta = \frac{P'Z}{V_1V_2} \quad (4.12)$$

$$(V_2 - V_1) \cos \delta = \frac{Q'Z}{V_2} \quad (4.13)$$

Dalle equazioni sopra, si comprende che regolando P' è possibile regolare l'angolo δ e conseguentemente la frequenza, regolando Q' è possibile controllare la tensione.

Si possono inoltre identificare i seguenti casi notevoli:

- $X \gg R$, si ottiene $P' = P$ e $Q' = Q$
- $R \gg X$, si ottiene $P' = -Q$ e $Q' = P$

Le nuove equazioni relative al loop di regolazione diventano:

$$f = f_0 - k_p \frac{X}{Z}(P - P_0) + k_p \frac{R}{Z}(Q - Q_0) \quad (4.14)$$

per la regolazione frequenza-potenza mentre per la tensione

$$V = V_0 - k_q \frac{R}{Z}(P - P_0) - k_q \frac{X}{Z}(Q - Q_0) \quad (4.15)$$

Nelle precedenti equazioni, sia f che V dipendono dai valori della potenza attiva e reattiva. Si nota inoltre che nel caso la rete sia puramente resistiva i loop di regolazione diventano frequenza-potenza reattiva e tensione-potenza attiva.

4.5.2 Load sharing tra le unità di generazione della microrete

Le unità di generazione all'interno della microrete devono fornire un valore di potenza apparente dipendente dalla loro potenza nominale. Trascurando le perdite nelle linee, la potenza apparente S_L fornita ai carichi risulta:

$$S_L = \sum_{i=1}^N S_i \quad (4.16)$$

dove S_i rappresenta la potenza apparente fornita dall' i -esima unità di generazione. Separando la parte reale ed immaginaria e sostituendo nell'equazione 4.16 le espressioni delle equazioni 4.9 e 4.10 si ottiene:

$$P_L = \frac{f_{01} - f_1}{K_{p1}} + \frac{f_{02} - f_2}{K_{p2}} + \dots + \frac{f_{0N} - f_N}{K_{pN}} \quad (4.17)$$

e

$$Q_L = \frac{V_{01} - V_1}{K_{q1}} + \frac{V_{02} - V_2}{K_{q2}} + \dots + \frac{V_{0N} - V_N}{K_{qN}} \quad (4.18)$$

Le unità di generazione funzionanti all'interno della medesima microrete devono operare con i medesimi range di Δf e ΔV al fine di assicurare la stabilità e funzionare al medesimo valore di frequenza f in condizioni stazionarie.

Considerando il caso relativo a due sole sorgenti in cui si assume $P_{1max} = 2/3P_{Lmax}$ e $P_{2max} = 1/3P_{Lmax}$, si può scrivere:

$$P_L = P_{G1} + P_{G2} = \frac{f_{01} - f_1}{K_{p1}} + \frac{f_{02} - f_2}{K_{p2}} \quad (4.19)$$

Al fine di evitare il sovraccarico delle unità di generazione deve risultare:

$$P_{G1}K_{p1} = P_{G2}K_{p2} \quad (4.20)$$

da cui:

$$K_{p1} = \frac{P_{G2}}{P_{G1}}K_{p2} = 2K_{p2} \quad (4.21)$$

4.5.3 Funzionamento in parallelo delle unità di generazione da FER con il Gruppo elettrogeno

Nella modalità di funzionamento off-grid, è possibile utilizzare un gruppo elettrogeno gestito dall'Energy Manager al fine di:

- fornire energia elettrica alle utenze ed al sistema di accumulo nei periodi in cui la produzione tramite FER non risulti sufficiente;
- aumentare la potenza della microrete sommando la potenza delle unità di generazione AC, dello storage con la potenza fornita dal gruppo;
- fornire energia elettrica alle utenze in presenza di un guasto del sistema di conversione.

Nei primi due casi descritti, è necessario garantire il corretto funzionamento delle unità di generazione (includendo tra queste anche lo storage per il secondo caso) in parallelo al gruppo elettrogeno.

I gruppi elettrogeni sono dotati di due regolatori distinti rispettivamente per il controllo della frequenza e della tensione, il primo dei quali può essere configurato in modo tale che la velocità del motore primo e conseguentemente la frequenza generata diminuisca all'aumentare del carico. Per i gruppi elettrogeni il droop è normalmente espresso in forma percentuale nel passaggio da vuoto a pieno carico e comunemente assume valori compresi nel range 2%-6%.

Al fine di minimizzare l'impiego di combustibili fossili durante il funzionamento in isola, le unità di generazione da FER connesse sul bus AC hanno la priorità di dispacciamento rispetto al gruppo elettrogeno. Tale risultato può essere ottenuto facendo sì che la limitazione della potenza per il gruppo elettrogeno intervenga anticipatamente rispetto a quello delle unità di generazione da FER come mostrato nella figura 4.8.

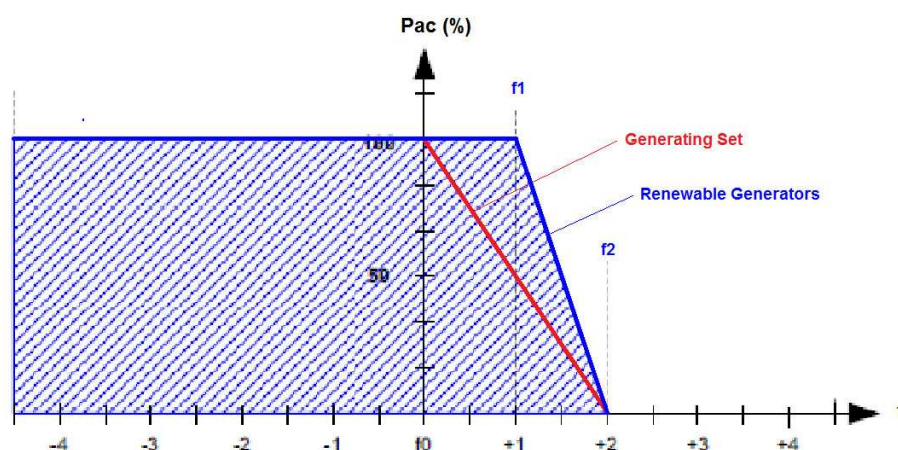


Figura 4.8: Droop frequenza-potenza in presenza delle unità di generazione funzionanti in parallelo al gruppo elettrogeno.

Consideriamo un esempio in cui siano presenti un gruppo elettrogeno ed un aerogeneratore con potenze rispettivamente pari a $P_{GE} = 25kW$ e $P_{AG} = 10kW$. Si assume che la frequenza nominale di rete $f_0 = 50Hz$ e le

due unità di generazione alimentino un carico $P_L = P_{GE} + P_{AG} = 20kW$ con $P_{GE} = P_G = 10kW$.

Gli statismi delle due unità di generazione risultano:

$$\sigma_{GE} = \frac{f_2 - f_1}{f_0} = \frac{52 - 50,5}{50} = 0,03 \quad (4.22)$$

e

$$\sigma_{AG} = \frac{f_2 - f_1}{f_0} = \frac{52 - 51}{50} = 0,02 \quad (4.23)$$

da cui è possibile calcolare le energie regolanti:

$$k_{GE} = \frac{P_{GE}}{\sigma_{GE} \cdot f_0} = \frac{25}{0,03 \cdot 50} = 16,7kW/Hz \quad (4.24)$$

e

$$k_{AG} = \frac{P_{AG}}{\sigma_{AG} \cdot f_0} = \frac{10}{0,02 \cdot 50} = 10kW/Hz \quad (4.25)$$

Se la potenza richiesta dal carico diminuisce al valore $P'_L = P'_{GE} + P'_{AG} = 15kW$, la si avrebbe un aumento della frequenza ma considerando che la regolazione della frequenza per il gruppo elettrogeno diventa effettiva a $50Hz$ mentre quella dell'aerogeneratore lo diventa a $51Hz$, verrà ridotta unicamente la potenza fornita dal gruppo elettrogeno a fronte di un aumento di frequenza di:

$$\Delta_f = \frac{\Delta P'_L}{k_{GE}} = \frac{5}{16,7} = 0,30Hz \quad (4.26)$$

che conseguentemente porterà la frequenza della microrete a $50,3Hz < 51Hz$. Ne conseguono $P'_{GE} = 5kW$ e $P'_{AG} = 10kW$ dando in questo modo priorità di dispacciamento all'energia prodotta dall'aerogeneratore.

4.6 Gestione del sottosistema di accumulo

Il sistema di accumulo è interfacciato alla rete AC per mezzo di un convertitore AC/DC bidirezionale. Il sistema di gestione della microrete in funzione

dello stato di carica degli accumulatori e delle condizioni operative della microrete provvederà a trasferire energia da/verso gli accumulatori agendo sul riferimento di potenza del convertitore.

In funzione delle informazioni fornite dal BMS è necessario stabilire la massima profondità di scarica ammissibile ad un dato istante per il sistema di accumulo al fine di ottenere il minor costo di esercizio possibile del sistema durante la sua vita attesa della microrete. Tutti i sistemi di storage infatti degradano le proprie prestazioni con l'uso, cioè ad ogni ciclo di carica-scarica ed a causa dell'invecchiamento termico. Per alcune tecnologie di storage, in particolare per le batterie elettrochimiche, l'uso di basse profondità di scarica ("shallow" discharge) è meno degradante di una scarica profonda ("deep" discharge) [16].

La figura 4.9 mostra il legame tra massimo numero di cicli e DOD per diverse tecnologie di accumulatori base piombo a 20°C.

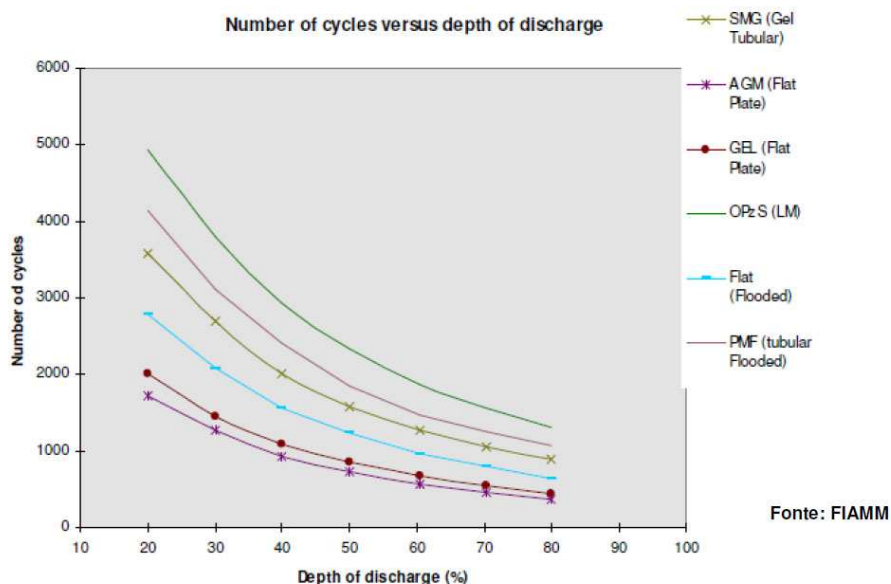


Figura 4.9: Legame tra massimo numero di cicli e DOD per diverse tecnologie di accumulatori base piombo a 20°C.

Alcune tipologie di accumulatori, come ad esempio quelli a base litio o a base sodio, sono normalmente dotati di sistemi di gestione integrati (BMS) che possono essere interfacciati con il sistema di controllo per mezzo di bus di campo (ad esempio CAN bus o Modbus). Interrogando il BMS è possibile leggere i principali parametri elettrici che caratterizzano lo stato dell'accumulatore tra cui il valore della tensione, la temperatura delle celle, lo stato di carica (SOC) e la massima corrente di carica/scarica applicabile in un dato istante.

Gli accumulatori a base piombo, non sono normalmente equipaggiati con un BMS integrato, per tale motivo diventa fondamentale la stima dello stato di carica del sistema di accumulo al fine di permettere la determinazione dei valori di tensione e corrente da applicare per non danneggiare l'accumulatore durante le fasi di carica e di scarica.

La stima dello stato di carica può essere condotta mediante diverse metodologie come descritto in [20].

La tecnica utilizzata per la determinazione dello stato di carica all'interno dell'Energy Manager della Microrete Tozzi è basata sul metodo del Coulomb-Counting opportunamente modificato al fine di valutare con maggiore precisione la capacità residua in funzione dello stato attuale di carica e della temperatura di funzionamento del sistema di accumulo.

Lo stato di carica all'istante t è una quantità adimensionale definita come:

$$SOC(t) = \frac{C(t)}{C_n} \quad (4.27)$$

dove $C(t)$ è la capacità (quantità di carica residua) all'istante considerato e C_n è la capacità (quantità carica) nominale dell'accumulatore definita per un dato valore I_n della corrente di scarica alla temperatura di riferimento θ_n .

La capacità residua di un accumulatore dipende fortemente sia dalla velocità di scarica (e quindi dalla corrente I), sia dalla temperatura θ . In particolare, si ottiene una notevole riduzione della capacità residua a forti regimi di scarica ed a basse temperature.

La dipendenza della capacità dalla temperatura è definita dalla legge sperimentale di Peukert:

$$\frac{C_I}{C_n} = \left(\frac{I_n}{I} \right)^p \quad (4.28)$$

dove $p = 1 - 1,5$ è l'esponente di Peukert che può essere assunto pari a 1,25 per gli accumulatori al piombo acido.

La dipendenza della capacità dalla temperatura può essere rappresentata mediante una legge lineare del tipo:

$$C(\theta) = C(\theta_n) (1 + \beta(\theta - \theta_n)) \quad (4.29)$$

dove:

- $\beta = 0.006Ah/^\circ C$ è il coefficiente di dipendenza della capacità dalla temperatura (per batterie piombo acido);
- θ_n rappresenta il valore cui sono riferite le prestazioni nominali dell'accumulatore (usualmente compreso tra i 20-30°C).

Combinando le due equazioni precedenti si ottiene:

$$C(I, \theta) = C_n \left(\frac{I_n}{I} \right)^p (1 + \beta(\theta - \theta_n)) \quad (4.30)$$

in cui $C(I, \theta)$ rappresenta la capacità dell'accumulatore per la corrente di scarica costante I alla temperatura θ .

Assumendo la corrente $i(t)$ positiva durante la fase di scarica, la capacità $C(t)$ all'istante $t > t_0$ può essere stimata per differenza valutando la quantità di carica assorbita o ceduta dall'accumulatore:

$$C(t) = C(t_0) - \int_{t_0}^t \alpha(i, \theta) i(t) dt \quad (4.31)$$

dove α rappresenta il rendimento amperometrico dell'accumulatore, funzione sia della corrente che della temperatura.

Se l'intervallo di integrazione risulta sufficientemente piccolo, è lecito assumere $\alpha(i, \theta) \approx 1$ e $i(t) \approx I = \text{cost.}$ da cui

$$C(t) = C(t_0) - I\Delta T \quad (4.32)$$

avendo definito $\Delta T = t_0 - t$. Lo SOC al tempo t risulterà quindi

$$SOC(t) = \frac{C(t_0) - I\Delta T}{C(I, \theta)} \quad (4.33)$$

Lo stato di carica iniziale per le batterie al piombo acido può essere valutato considerando la tensione a vuoto degli accumulatori [20] in quanto esiste una relazione quasi lineare tra la tensione a vuoto e lo SOC del tipo:

$$SOC(t_0) = \frac{V_{oc}(t_0) - a}{b} \quad (4.34)$$

dove i coefficienti a e b sono ricavati sperimentalmente in funzione del tipo di batteria impiegato.

4.7 Scelta degli impianti di produzione

Nell'ambito degli impianti di produzione descritti al Capitolo 3, per gli scopi del presente lavoro di tesi si è scelto di accoppiare generazione fotovoltaica ed eolica.

I motivi che hanno guidato tale scelta, sono principalmente tre:

1. Nelle aree di interesse (paesi in via di sviluppo) la produzione tramite energia fotovoltaica (Appendice A) è molto efficace essendo elevato il numero di ore equivalenti cui gli impianti si trovano ad operare;
2. nelle zone costiere o collinari, non è difficile trovare siti con ventosità medie superiori ai $4.5m/s$ a 25 m di altezza dal suolo (Appendice B);
3. le fonti di cui ai punti precedenti non richiedono l'uso di combustibili che potrebbero essere difficilmente reperibili e/o trasportabili presso l'area di installazione della micrete.

La scelta di proporre un sistema ibrido è inoltre dettata alla necessità di mitigare l'assenza temporanea della risorsa fotovoltaica/eolica contribuendo a ridurre il numero di cicli sugli accumulatori:

- la presenza del solo fotovoltaico non permette infatti la produzione di energia durante le ore notturne; questo causerebbe un sovradimensionamento del sistema di accumulo al fine di permettere un'adeguata riserva energetica durante l'alternanza giorno/notte;
- la presenza del solo eolico causerebbe il medesimo effetto tipicamente con andamento stagionale durante i periodi di bassa ventosità.

4.7.1 Confronto delle tecnologie fotovoltaiche

Con riferimento alle tecnologie descritte al paragrafo 3.1.2, tramite il tool PVGIS (www.pvgis.org) è stata stimata la producibilità delle principali tipologie di moduli fotovoltaici in commercio in tre località campione: Antananarivo (Madagascar, Africa Australe), Brazzaville (Congo, Africa tropicale) e Riyadh (Arabia Saudita, Medio Oriente) i cui risultati sono riportati nella tabella 4.2 assumendo, per tutte le tipologie di moduli considerati, perdite costanti pari al 14%.

Località	Poly (kWh/kWp)	CdTe (kWh/kWp)	CIS (kWh/kWp)
Antananarivo	1580	1730	1610
Brazzaville	1320	1470	1350
Riyadh	1460	1660	1500

Tabella 4.2: Confronto tra i valori producibilità di moduli fotovoltaici con diverse tecnologie di cella su un periodo di 12 mesi solari con perdite fisse al 14%.

Oltre al valore di producibilità, è necessario valutare anche l'area occupata dalle diverse tecnologie e le rispettive caratteristiche elettriche. La tabella seguente mostra un confronto tra tre tipologie di moduli fotovoltaici commerciali. Come si vede la tecnologia policristallina permette di massimizzare

il rapporto potenza installata/area occupata garantendo nel contempo una buona raccolta energetica.

Modulo/Produttore	Tecnologia	P_p (W)	A (m^2)	P_p/A (W_p/m^2)
SF90/Solar Frontier	monocristallina	90	0,79	113,9
JKM245p/Jinko	policristallina	245	1,63	150,3
FS-387/First Solar	CdTe	87,5	0,72	121,5

Tabella 4.3: Confronto potenza/area per tre tipologie di moduli fotovoltaici commerciali.

4.7.2 Confronto delle tecnologie eoliche

Nell'ambito degli aerogeneratori sono state confrontate le macchine con potenza compresa tra 5 e 50 kW caratterizzate dalla presenza della Curva di Potenza misurata e certificata da un ente terzo accreditato in accordo allo standard IEC-61400-12 [12].

Nell'ambito degli aerogeneratori, la scelta è ricaduta sull'aerogeneratore Tozzi Nord modello TN535 per la sua grande producibilità (Appendice C) alle basse ventosità (oltre 37.000 kWh/anno a 5 m/s con $k_{weibull} = 2$) e per le sue caratteristiche tecniche avanzate che lo rendono particolarmente adatto per l'applicazione oggetto del presente studio.

L'aerogeneratore Tozzi Nord TN535 è infatti caratterizzato da un diametro rotore molto elevato in rapporto alla potenza nominale della macchina (area spazzata/potenza) oltre ad essere dotato di controllo attivo dell'imbardata e del passo palare. La catena di conversione elettromeccanica dell'energia è costituita da un generatore sincrono a magneti permanenti e da uno stadio di conversione AC-DC-AC.

Il sistema di controllo dell'aerogeneratore permette di massimizzare la potenza estratta in funzione delle diverse condizioni operative andando ad agire sul riferimento di coppia dell'inverter.

Il PLC su cui sono implementate le funzioni di controllo dell'aerogeneratore implementa inoltre le funzionalità per la compatibilità con i principali codici di rete (Italia, Germania e Regno Unito).

4.8 Sistema di controllo dell'aerogeneratore nel funzionamento in isola

L'implementazione di algoritmi fini al mantenimento dell'equilibrio delle potenze all'interno di una microrete produce effetti diversi a seconda che l'unità di generazione contenga o meno masse in movimento.

Se si considera ad esempio un'unità produttiva di tipo fotovoltaico, la regolazione frequenza-potenza può portare l'impianto a funzionare sia durante le fasi transitorie, sia in condizioni di regime, al di fuori del punto di MPPT. Per tale tipologia di impianto, l'estrazione di una potenza inferiore alla massima disponibile non produce comunque effetti indesiderati di rilievo.

Se l'unità produttiva è basata su macchine rotanti, l'estrazione di una potenza inferiore alla massima disponibile dalla fonte primaria causa invece un incremento dell'energia cinetica che deve essere gestito dal sistema di controllo.

In presenza di un aumento di frequenza dovuto ad esempio al distacco improvviso di un carico, con il controllo frequenza-potenza la minor potenza assorbita dal sistema di conversione dell'aerogeneratore si traduce, a parità di velocità del vento, in una minor coppia resistente applicata all'albero della turbina.

Tale condizione produce una coppia accelerante che tende a fare aumentare la velocità di rotazione e tale fenomeno è particolarmente importante quando la macchina si trova a lavorare a velocità di rotazione prossime alla nominale.

La macchina lavora in tale contesto con angoli di pitch prossimi all'angolo di parcheggio con problemi di instabilità ed elevate sollecitazioni sulla parte strutturale dell'aerogeneratore.

Con riferimento ad un aerogeneratore, la potenza meccanica in ingresso risulta:

$$P_m = C_m * \omega_m \quad (4.35)$$

dove:

- C_m è la coppia meccanica applicata all'albero in Nm ;
- ω_m è la velocità di rotazione del rotore in rad/s .

Nelle macchine eoliche la coppia è a sua volta una funzione della velocità di rotazione del tipo:

$$C_m(\omega) = C_n \left(\frac{\omega_m}{\omega_0} \right)^\beta \quad (4.36)$$

dove:

- C_n è la coppia nominale in Nm ;
- ω_0 è la velocità di rotazione nominale in rad/s ;
- β è l'esponente della curva di coppia che assume valore pari a circa 2 essendo la potenza estraibile dalla risorsa dipendente dal cubo della velocità del vento.

Sostituendo la 4.36 nella 4.35 si ottiene:

$$P_m(\omega) = K \omega_m^{\beta+1} \quad (4.37)$$

in cui la costante $K = C_n/\omega_0^\beta$.

L'aerogeneratore Tozzi Nord modello TN535 è di tipo full-variable con sistema di conversione statico interposto tra l'aerogeneratore e la rete ed è dotato del controllo attivo del passo palare. Per tale tipologia di generatori si potrebbe limitare la potenza immessa in rete agendo unicamente sul riferimento di potenza attiva nell'inverter lato rete, senza l'ausilio di chopper ed elementi dissipativi.

Tale strategia di controllo, pur se funzionante a livello concettuale, introdurrebbe le problematiche precedentemente citate.

Una soluzione alternativa può essere basata sul controllo indiretto della potenza ottenuto agendo sul controllo della velocità di rotazione dell'aerogeneratore. Invertendo l'equazione 4.37 e passando ai logaritmi naturali si ottiene:

$$\omega_r = e^{\frac{1}{\beta+1} \ln\left(\frac{P_{ref}}{K}\right)} \quad (4.38)$$

dove P_{ref} è il riferimento di potenza ottenuto dall'algoritmo di controllo frequenza-potenza e $\omega_{ref} = \min(\omega_r, \omega_n)$ è la massima velocità obiettivo per il controllo di pitch (regolazione della velocità) dell'aerogeneratore dove ω_n rappresenta la velocità di rotazione nominale.

Nelle condizioni operative sopra descritte è inoltre possibile simulare con il codice aeroelastico FAST della NREL revisione v7.02.00d-bjj [13] gli effetti dal punto di vista strutturale di un carico intermittente avente potenza attiva massima pari a 10 kVA che esegue un ciclo di accensione ogni 15 secondi. Da tale tipologia di simulazioni è possibile determinare lo stress sui principali elementi costituenti l'aerogeneratore in funzione delle diverse strategie di controllo e confrontarle con i risultati delle simulazioni relative all'aerogeneratore connesso ad una rete di potenza infinita.

Le figure 4.10, 4.11 e 4.12 mostrano rispettivamente il danno equivalente a fatica determinato mediante le simulazioni NTM di cui all'Appendice J in presenza delle strategie di controllo descritte per un tempo di 268.000 ore che rappresenta la vita di progetto dell'aerogeneratore:

1. *benchmark* nessuna applicazione della limitazione di potenza all'aerogeneratore;
2. *P-lim* limitazione della potenza attiva ottenuta agendo unicamente sul riferimento di potenza attiva fornito al sistema di conversione dell'aerogeneratore;

3. *rpm-lim* limitazione della potenza attiva ottenuta agendo sul riferimento di velocità nelle medesime condizioni di carico di cui al punto precedente.

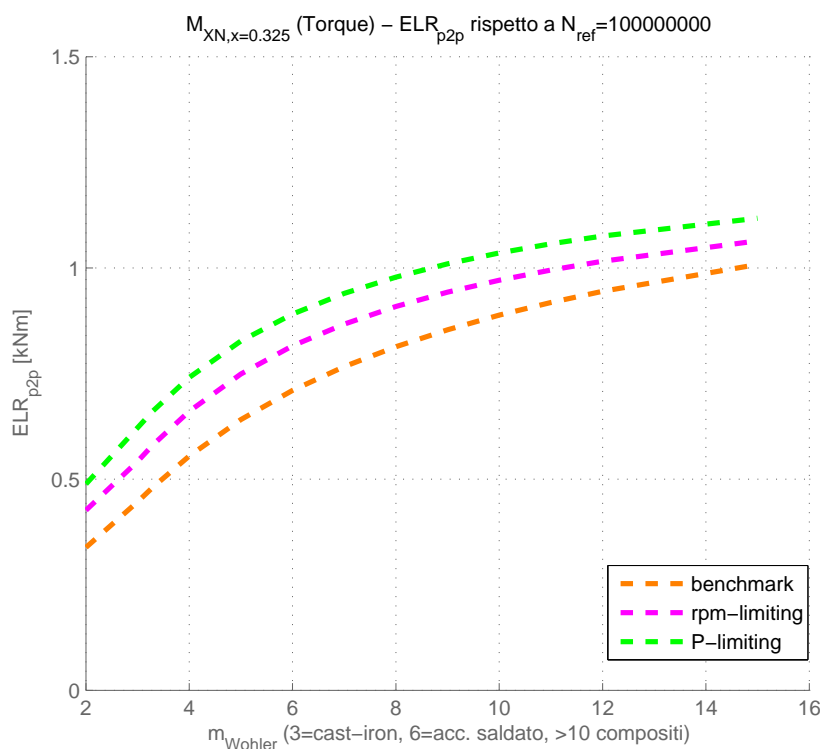


Figura 4.10: Equivalent Load Range sull'albero principale dell'aerogeneratore in acciaio forgiato.

Come si evince dalle simulazioni, l'adozione della strategia di controllo basata sulla regolazione della velocità, permette di contenere la fatica sulle pale, sul treno elettromeccanico e sulla torre a valori notevolmente inferiori rispetto a quanto ottenuto agendo unicamente sul riferimento di potenza dell'inverter e di poco superiori ai corrispondenti valori relativi all'applicazione grid-connected dell'aerogeneratore.

Per quanto riguarda la regolazione tensione-potenza reattiva, la stessa è ottenuta facendo sì che l'aerogeneratore sia in grado di erogare una poten-

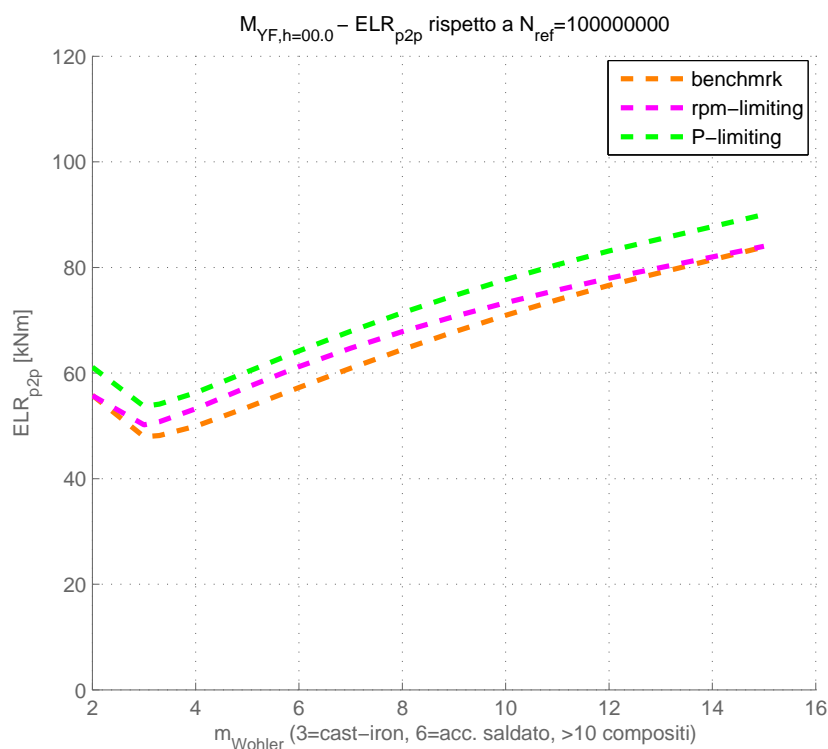


Figura 4.11: Equivalent Load Range sulla torre dell'aerogeneratore in acciaio saldato.

za reattiva Q_{ref} dipendentemente dal valore della tensione della microrete secondo la seguente legge:

$$Q_{ref} = f(V) = \frac{V_l - V_n}{k_q} \quad (4.39)$$

dove:

- V_l è la media dei valori efficaci delle tensioni concatenate;
- V_n è la tensione nominale del sistema;
- k_q è lo statismo relativo al droop di regolazione della tensione.

Il valore Q_{ref} così calcolato, viene inviato in ingresso ad un regolatore proporzionale-integrale al fine di ottenere in uscita il valore di Q deside-

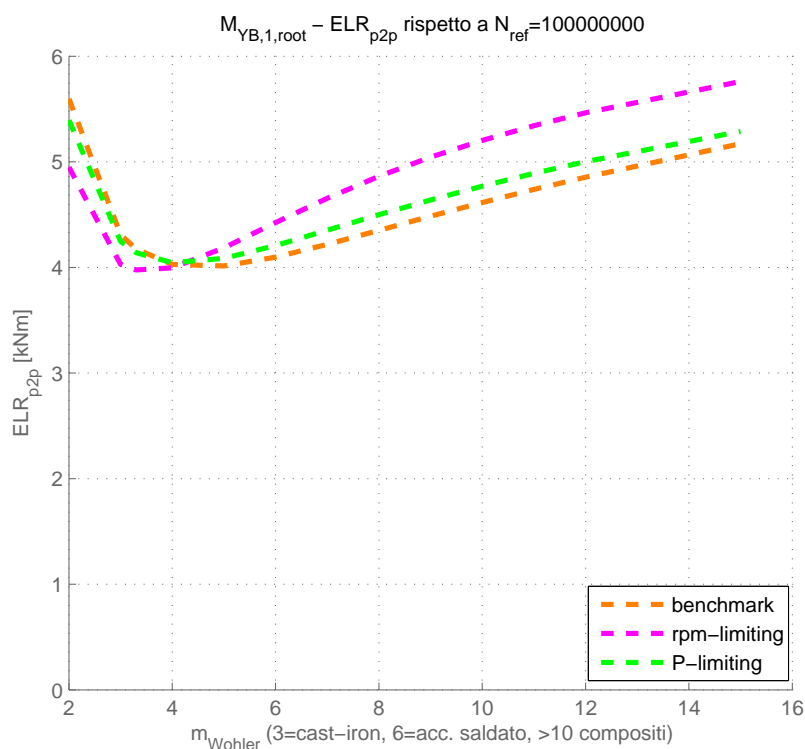


Figura 4.12: Equivalent Load Range sulle pale dell'aerogeneratore in materiale composito.

rato. L'implementazione di una soluzione in anello chiuso si è resa necessaria al fine di compensare la potenza reattiva assorbita dal filtro di rete dell'aerogeneratore.

Il valore del set-point di potenza reattiva Q_d inviato all'inverter viene inoltre saturato in funzione della curva di capability dell'inverter stesso.

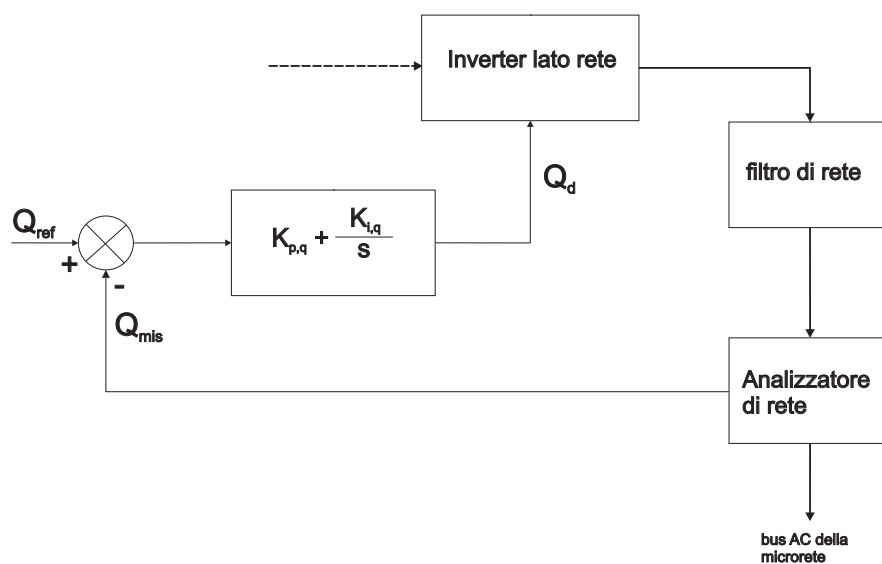


Figura 4.13: Anello di regolazione della potenza reattiva erogata dall'aerogeneratore.

Capitolo 5

Applicazione della microrete sviluppata nel lavoro di tesi

Il sistema ibrido fotovoltaico-eolico con accumulo elettrochimico alla base della microrete sviluppata nel presente lavoro di tesi è stato installato dapprima presso il sito sperimentale della Tozzi Renewable Energy di S. Alberto per circa 4 mesi, successivamente è stato trasferito presso la sede della Tozzi Green a Satrokala in Madagascar nella provincia di Fiarantsoa.

5.1 Specifiche della microrete realizzata

La configurazione installata presso il sito sperimentale della Tozzi Renewable Energy di S. Alberto consta dei seguenti elementi principali:

1. un aerogeneratore modello Tozzi Nord TN 535 (Appendice D) connesso al bus AC della microrete con implementazione della regolazione frequenza-potenza attiva e tensione-potenza reattiva;
2. No. 12 moduli fotovoltaici Jinko Solar in silicio policristallino da 245 Wp/cadauno (Appendice I) connessi al bus DC della microrete mediante un regolatore di carica Sunny Charger 50 (Appendice E);

3. No. 3 Sunny Island SI5048 in configurazione cluster trifase con potenza nominale complessiva di 15 kW e potenza massima di 21 kW per 10 minuti (Appendice F);
4. No. 5 analizzatori di rete FEMTO installati sul bus AC oltre ad un analizzatore di rete FEMTO DC installato sul bus DC (Appendice H);
5. No. 8 accumulatori CROWN CR-150 (<https://www.crownbattery.com>) ciascuno con capacità nominale pari a 155 Ah C_{20} tipicamente utilizzati nella trazione elettrica e che hanno la caratteristica principale di poter essere scaricati a fondo senza che gli stessi vengano danneggiati. Tali accumulatori sono stati utilizzati unicamente per la fase di test in Italia e successivamente sostituiti con No. 24 accumulatori 8 EPzS 1000 con capacità nominale pari a 1000 Ah C5 (Appendice G) per una tensione di stringa complessiva pari a 48Vdc.

Tutte le apparecchiature elettromeccaniche, così come il sistema di conversione statico, l'Energy Manager ed il sottosistema di accumulo, sono state installate all'interno di un container ISO 20 piedi adatto al trasporto marittimo e ventilato mediante circolazione forzata dell'aria (Appendice K). I moduli fotovoltaici sono stati installati su una apposita struttura ubicata sul tetto del container in modo tale da offrire un riparo al container nei confronti dell'irraggiamento solare.

La figura 5.1 mostra il container installato a finaco dell'aerogeneratore.

Nella soluzione realizzata, i convertitori statici Sunny Island SI5048, che già implementano al loro interno gli algoritmi di regolazione della frequenza e della tensione, sono stati utilizzati per la generazione della rete AC e per la gestione del sottosistema di accumulo.

Le funzionalità di gestione del gruppo elettrogeno e dei carichi come il load-shedding, oltre alle funzionalità di peak-shaving, sebbene già parzialmente presenti nel Sunny Island sono state implementate all'interno dell'Energy Manager tramite un PLC PCD2.M5540 prodotto della Saia Burgess.



Figura 5.1: Installazione del locale tecnico e dell'aerogeneratore.

La figura 5.2 mostra un dettaglio dell'Energy Manager sviluppato per la gestione dell'impianto.

Con riferimento allo schema generale della microrete Tozzi di cui alla figura 4.1 del capitolo precedente, tutti gli switch utilizzati per la gestione dei carichi (essenziali, normali e carico diversivo) sono di tipo elettromeccanico e sono comandati direttamente dall'Energy Manager.

I test condotti presso il sito sperimentale di S. Alberto con il sistema di accumulo con ridotta capacità, hanno permesso di eseguire numerosi cicli di carica/scarica degli accumulatori. Tali test hanno permesso di verificare il corretto funzionamento dell'algoritmo di regolazione frequenza-potenza dell'aerogeneratore e delle funzionalità implementate all'interno dell'Energy



Figura 5.2: Dettaglio dell'Energy Manager implementato su PLC Saia Burgess PCD2.M5540.

Manager per la gestione del Gruppo Elettrogeno.

La figura 5.3 mostra uno dei test eseguiti a S. Alberto per valutare il corretto funzionamento della regolazione frequenza-potenza e della regolazione di pitch dell'aerogeneratore.

La figura 5.4 mostra l'andamento del riferimento di coppia (registro 3501) e l'output del regolatore di velocità della turbina (registro 3706) in condizioni di ventosità pressoché stazionarie e di carico variabile.

Le figura 5.5 mostra l'andamento della frequenza della microrete (registro 3980) in condizioni di velocità del vento variabile.

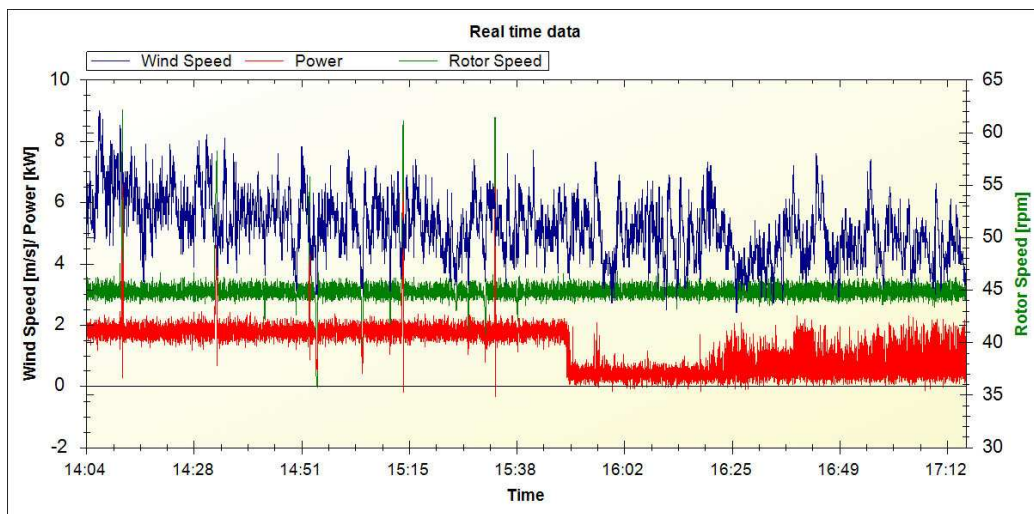


Figura 5.3: Funzionamento della regolazione frequenza-potenza e della regolazione di pitch dell'aerogeneratore TN535 in condizioni di media ventosità con carico di fondo pari a 2 kW e carico impulsivo da 4 kW ogni 20 minuti fino al tempo di acquisizione 15:50.

5.2 Contestualizzazione dell'intervento

Al termine dei test eseguiti presso il sito sperimentale di S. Alberto, il container contenente tutte le apparecchiature elettromeccaniche, il sistema di conversione statico, l'Energy Manager, il sottosistema di accumulo assieme all'aerogeneratore TN535 ed all'impianto fotovoltaico sono stati trasferiti presso la sede della Tozzi Green in Madagascar. La figura 5.6 mostra l'ubicazione dell'area oggetto dell'intervento.

L'attività prevalente svolta dalla Tozzi Green è di tipo agricolo e consiste nella coltivazione di cereali e legumi per finalità alimentari oltre alla coltivazione ed alla successiva lavorazione della Jatrofa Curcas per la produzione di olio combustibile e biodiesel.

La figura 5.7 mostra un'immagine della sede della Tozzi Green a Satrokala.

Nell'area in oggetto, come nella maggior parte delle aree rurali dell'Afri-

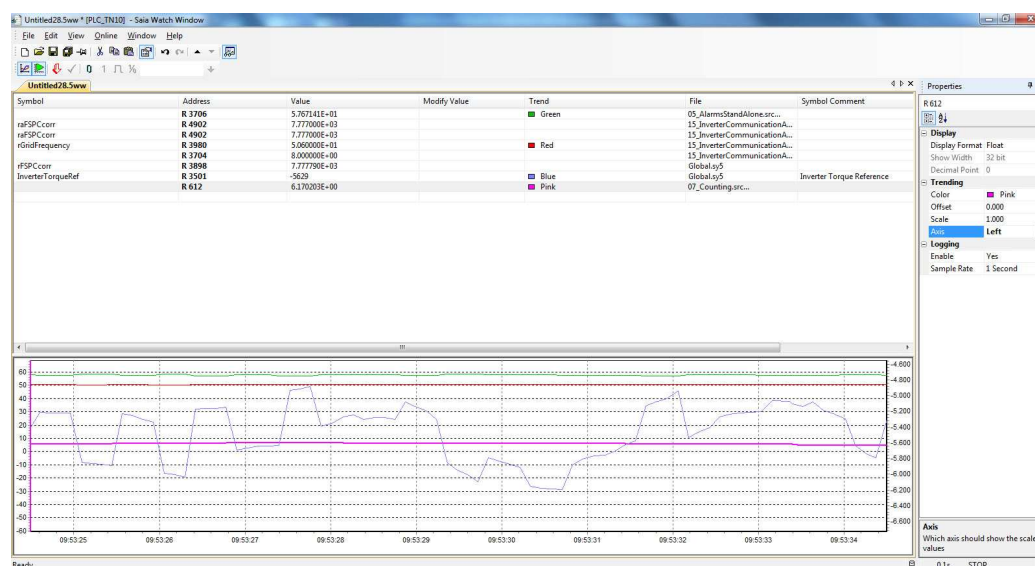


Figura 5.4: Regolatore di velocità turbina in condizioni di ventosità pressochè stazionarie e di carico variabile.

ca non è presente una rete di distribuzione dell'energia elettrica; per questo motivo l'alimentazione delle utenze aziendali della Tozzi Green così come dei servizi essenziali del villaggio di Satrokala (pompaggio acqua, illuminazione pubblica) era stata inizialmente demandata ad un gruppo elettrogeno Changfa CK250 alimentato a gasolio con potenza nominale di 30 kVA funzionante per 16 ore/giorno, dalle 6.00 della mattina alle 22.00.

Tale sistema costituiva di fatto una microrete con un solo generatore in grado di alimentare tutti i carichi necessari all'attività della Tozzi Green e del villaggio.

Le tipologie di carichi principali alimentati dal sistema sono riassunte nella tabella 5.1. La potenza di picco di tali carichi è nell'ordine di 21 kW.

Con riferimento alla tabella 5.1, i 15 punti luce del refettorio, dotati di lampade fluorescenti da 11W/cadauno, sono considerati un carico essenziale essendo tale locale definito come un punto di ritrovo in caso di emergenza.

L'estrazione dell'acqua dal sottosuolo è ottenuta per mezzo di due pozzi dotati ciascuno di una pompa sommersa da 2,2 kW che accumula l'acqua

Carico	Tipologia	P (kW)	cos(ϕ)	Norm./Ess.
Punti luce	Lampade fluorescenti (11-36W)	4,32	0,6	Norm.
Illuminazione pubblica	Lampade fluorescenti (11W)	0,45	0,6	Norm.
Frigo e Freezer	Motori asincroni	4,60	0,75	Ess.
Pompe sommerse	Motori asincroni (2,2 kW)	4,4	0,75	Norm.
Autoclave	Motore asincrono	3,7	0,76	Ess.
PC e laptop	Alim. Switching (90-230W)	1,6	0,9	Norm.
Piccoli utensili officina	Motori asincroni	2,0	0,8	Norm.

Tabella 5.1: Descrizione dei carichi principali presenti nella sede della Tozzi Green.

Periodo	l combustibile
Ago. 2012	756
Set. 2012	720
Ott. 2012	753
Nov. 2012	627
Dic. 2012	709
Gen. 2013	1385
Feb. 2013	1061
Mar. 2013	1418

Tabella 5.2: Consumi di carburante relativi al periodo agosto 2012 - marzo 2013.

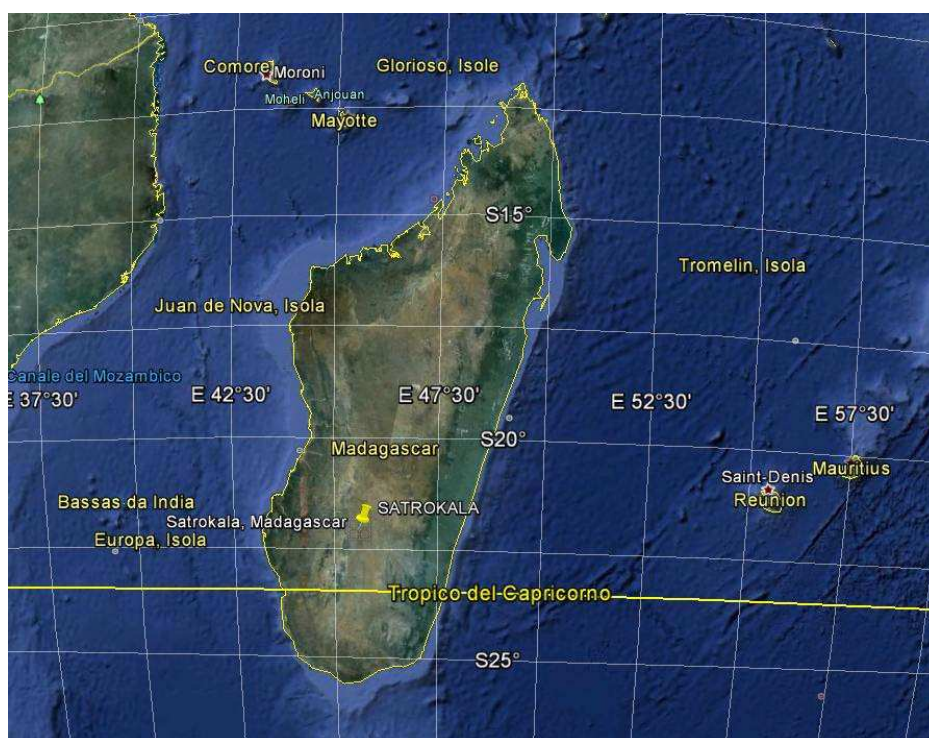


Figura 5.6: Ubicazione della sede Tozzi Green in Madagascar.

Il progetto della nuova microrete deve quindi soddisfare i seguenti requisiti:

1. minimizzare l'utilizzo di combustibili fossili riducendo di conseguenza le emissioni inquinanti ed acustiche;
2. massimizzare la disponibilità di energia per le utenze essenziali gestendo in modo ottimale i carichi;
3. utilizzo, per quanto possibile, di componenti facilmente reperibili sul mercato al fine di ridurre al minimo i tempi di approvvigionamento dei materiali di ricambio;
4. possibilità di controllare da remoto lo stato di funzionamento del sistema;



Figura 5.7: La sede di Tozzi Green a Satrokala.

5. possibilità di connettere il sistema alla futura rete elettrica gestendo il dispacciamento dell'energia prodotta;
6. modularità ed espandibilità al fine di poter soddisfare future richieste di carico.

Per poter dimensionare correttamente i componenti della microrete, oltre alle caratteristiche dei carichi trattate al paragrafo precedente, è stato necessario valutare le condizioni ambientali e le risorse disponibili.

Mese	T _{min} (°C)	T _{max} (°C)	T _{ave} (°C)
Gen.	16	27	21
Feb.	17	26	22
Mar.	16	25	20
Apr.	15	25	19
Mag.	13	23	18
Giu.	11	21	17
Lug.	10	20	15
Ago.	10	20	15
Set.	11	23	16
Ott.	13	25	18
Nov.	15	26	20
Dic.	16	26	21

Tabella 5.3: Temperature mensili registrate nella capitale del Madagascar.

5.4 Valutazione delle condizioni climatiche e delle risorse disponibili

Il clima del Madagascar è di tipo tropicale e generalmente caldo tutto l'anno ma nella zona oggetto dell'intervento, trovandosi sull'altopiano centrale a circa 900 m s.l.m, alle temperature calde d'estate si contrappongono valori prossimi allo zero termico nel periodo invernale. Le uniche piogge sono concentrate durante l'estate australe che dura mediamente da novembre a marzo.

La tabella 5.3 riporta i valori delle temperature minime, massime e medie registrate negli ultimi 10 anni nella capitale Antananarivo.

Viste le temperature nella capitale e considerando che i valori medi nella zona oggetto dell'intervento sono inferiori di circa 3-4 °C, si è deciso di utilizzare accumulatori base piombo in acido libero in quanto più economici e facili da reperire nell'area oggetto dell'intervento.

La ventosità media del sito è stata stimata in circa 5-5,5 m/s, valore che permette di assicurare dalla sola fonte eolica una produzione annua di circa 37.300-42.500 kWh con un aerogeneratore modello TN 535.

L'irraggiamento medio scalato su base annuale è di circa $5,93 \text{ kWh/m}^2/\text{d}$ [14] e dovrebbe assicurare nell'anno, una produzione di oltre 1.700 kWh/kWp installato con pannelli in silicio policristallino.

5.5 Analisi economica della microrete

La valutazione preliminare del sistema è stata condotta mediante l'ausilio del software Homer [15] ed ha permesso di stimare un consumo di 11.724 l/anno a fronte di una stima di 11.148 litri/anno ottenuta dalla proiezione di dati di consumo di cui alla tabella 5.2.

L'applicativo in oggetto necessita della definizione della topologia della microrete e delle caratteristiche dei suoi componenti (generatori, accumulatori, etc...) oltre alla definizione delle condizioni al contorno di tipo climatico (temperatura, irraggiamento, ventosità) ed economico (costo del combustibile) al fine di poter valutare la soluzione che fornisce il miglior compromesso tra Cost of Energy (COE) ed emissioni di inquinanti in atmosfera.

La figura 5.8 mostra uno screenshot dell'ambiente di simulazione.

Assumendo una ventosità media pari a 5 m/s, l'impiego della nuova configurazione basata sulla generazione da fotovoltaico ed eolico con accumulo, permette di stimare in soli 210 l/anno in consumo di carburante a parità di utenze servite, valore che risulta in linea con quanto rilevato sperimentalmente nei primi mesi di esercizio del sistema.

Assumendo che il costo del gasolio cresca del 3%/anno, la microrete nella configurazione descritta permetterà di risparmiare durante la vita dell'impianto, assunta pari a 20 anni, circa 60.000 euro rispetto all'impiego di un gruppo elettrogeno (a fronte di un investimento iniziale di circa 100.000 euro) al netto dei costi di gestione dell'impianto ed assumendo la sostituzione dell'intero sottosistema di accumulo dopo dieci anni di vita. Il costo me-

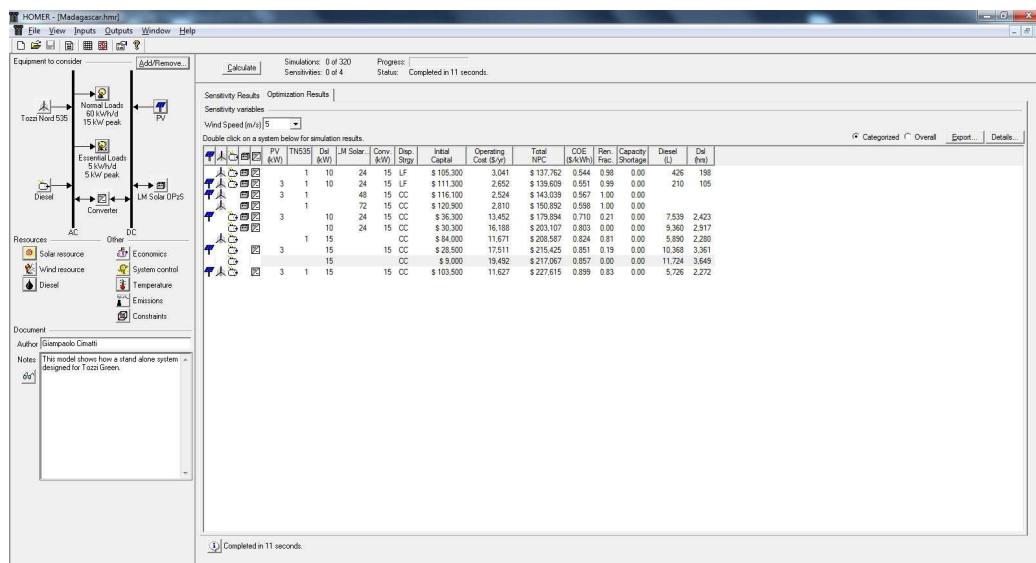


Figura 5.8: Screenshot della simulazione condotta con Homer per una ventosità di 5 m/s.

Il costo dell'energia è stimato in 41 euro/MWh contro 66 euro/MWh ottenuti alimentando le utenze unicamente tramite il gruppo elettrogeno.

Capitolo 6

Conclusioni e sviluppi futuri

La microrete descritta nel presente lavoro di tesi con unità di produzione da fonte eolica, fotovoltaica ed accumulo mediante batterie al piombo è stata sviluppata e testata dapprima in Italia presso il sito sperimentale della Tozzi Renewable Energy di S. Alberto e poi in Madagascar presso la sede della Tozzi Green. La campagna di test in Italia ha avuto una durata di circa 4 mesi durante i quali sono stati verificate le funzionalità implementate nell'Energy Manager e la strategia di regolazione frequenza-potenza attiva basata sul controllo della massima velocità di rotazione dell'aerogeneratore Tozzi Nord TN535.

Durante tale fase di test è stato impiegato un sistema di accumulo di ridotta capacità (310 Ah in C_{20}) al fine di verificare il corretto funzionamento dei loop di regolazione nelle condizioni più critiche in cui sono presenti carichi intermittenti, il sistema di accumulo è completamente carico e le fonti primarie eolica e fotovoltaica sono tali da permettere la massima producibilità dell'impianto.

Per tali test è stato utilizzato un simulatore di carico controllato elettronicamente in grado di variare la potenza attiva assorbita da 0 a 8 kW con passi di 500W.

L'unità di generazione ibrida fotovoltaica-eolica con accumulo è stata successivamente trasferita ed installata presso la sede della Tozzi Green di Sa-

trokala in Madagascar e messa in esercizio il giorno 17 aprile dell'anno 2013 al fine di alimentare le utenze di sede (alloggi, uffici, officina, etc. . .) e del villaggio (pompaggio acqua potabile ed illuminazione pubblica).

Il gruppo elettrogeno già presente nel sito di installazione, cui nella situazione ante operam era demandata l'alimentazione di tutte le utenze della Tozzi Green e del villaggio, è stato reimpiegato nella nuova configurazione unicamente con funzionalità di backup qualora la produzione da fonte eolica e fotovoltaica, oltre all'energia stoccata nel sistema di accumulo, risulti insufficiente. È stato verificato il corretto funzionamento degli algoritmi di load-sharing oltre alla corretta gestione delle fasi di accensione e di spegnimento del gruppo elettrogeno.

Da metà aprile 2013 a settembre 2013 compresi, la microrete nella nuova configurazione ha permesso di ottenere una drastica riduzione dei consumi di carburante che sono scesi da una media di 929 litri di gasolio/mese a circa 28 litri/mese in linea con la proiezione di consumo stimato in 210 litri/anno.

I convertitori statici Sunny Island dell'SMA utilizzati per questa prima installazione implementano già al loro interno i loop di regolazione della frequenza e della tensione. Un ulteriore sviluppo consiste nel testare il funzionamento dell'Energy Manager realizzato nel presente lavoro di tesi anche con altre tipologie di convertitori statici continuando altresì lo sviluppo e la conseguente fase di test delle funzionalità di peak-shaving e rifasamento dedicate alla modalità on-grid.

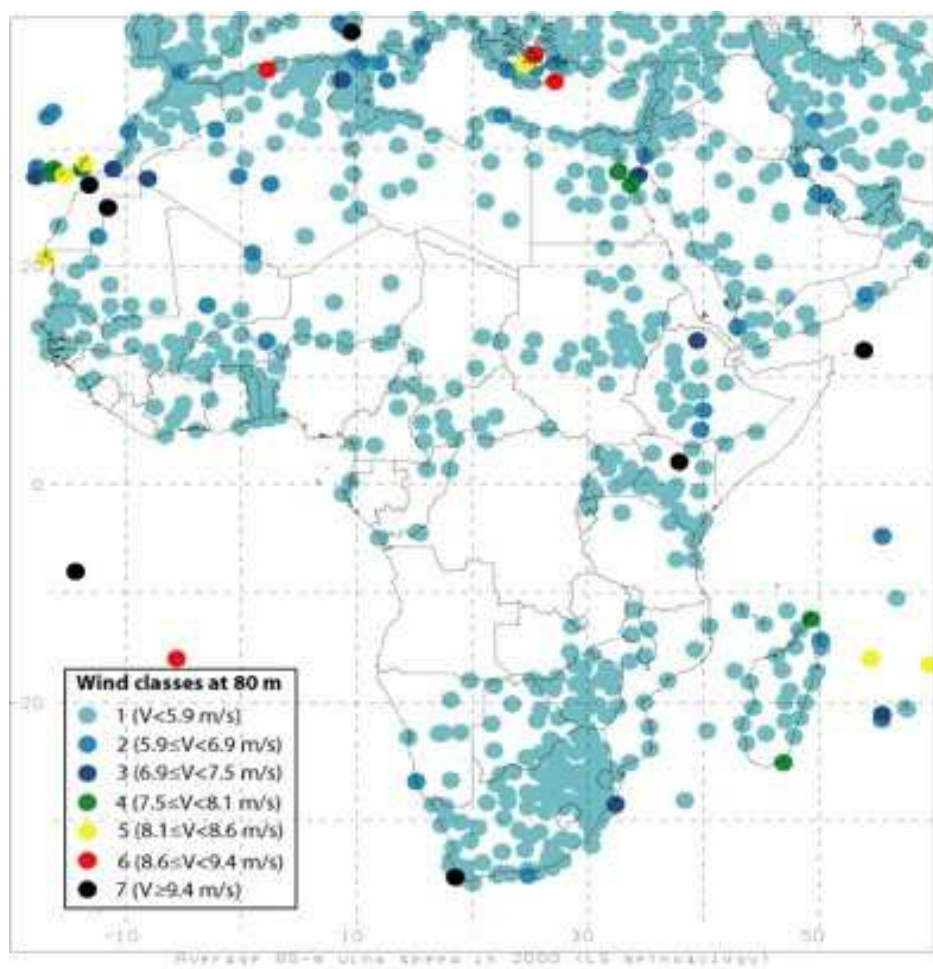
La modularità del sistema implementato garantisce inoltre la possibilità di installare ed interconnettere altre unità di produzione ed accumulo sparse nel territorio che potranno essere gestite come un unico sistema (Virtual Power Plant) contribuendo in modo tangibile all'elettrificazione delle aree circostanti e più in generale delle aree rurali nei paesi meno sviluppati.

Appendice A

Potenziale fotovoltaico nell'Africa e nell'Asia Medio Orientale

Appendice B

Potenziale eolico nell'Africa e nell'Asia Medio Orientale



Appendice C

Producibilità degli
aerogeneratori con potenza
inferiore a 50 kW e curva di
potenza certificata

C. Producibilità degli aerogeneratori con potenza inferiore a 50 kW e
 curva di potenza certificata

Produttore	Modello	Potenza Nominale <i>kW</i>	AEP <i>kWh</i> 5 m/s	Connessione alla rete
AIRCON GmbH and CO. KG	Aircon 10S	10	17488	PMSG+Inverter
Bergey Windpower Co	Bergey Excel 10	8,9	13200	PMSG+Inverter
C&F Green Energy	CF11	11	21530	PMSG+Inverter
Gaia-Wind Ltd	Gaia-Wind 133-11kw	11	27500	Generatore ad induzione
Kingspan Renewables Ltd	Kingspan 6	5,2	6000	PMSG+Inverter
Tozzi Nord s.r.l	TN 535	10	37300	PMSG+Inverter
Westwind Wind Turbines	Westwind 20	15,68	28095	PMSG+Inverter

Appendice D

Scheda tecnica aerogeneratore

Tozzi Nord TN535

bassa ventosità, altissime prestazioni

Grazie alla sua esperienza sul campo, Tozzi Nord ha ideato TN535, unico aerogeneratore in grado di produrre 37.300 kWh ad una ventosità media annua di 5 m/s, performance ideale per un investimento garantito nel tempo. Silenziosa, affidabile e con le caratteristiche di un maxi eolico, TN535 può essere installata in **agriturismi, aziende agricole, centri commerciali, camping, piccole e medie imprese e pubbliche amministrazioni**. La versione **stand alone** è particolarmente indicata per l'alimentazione di apparati per le telecomunicazioni, piccole fattorie e baite, impianti di pompaggio e depurazione acque e simili, che si trovano in zone non servite dalla rete elettrica nazionale.



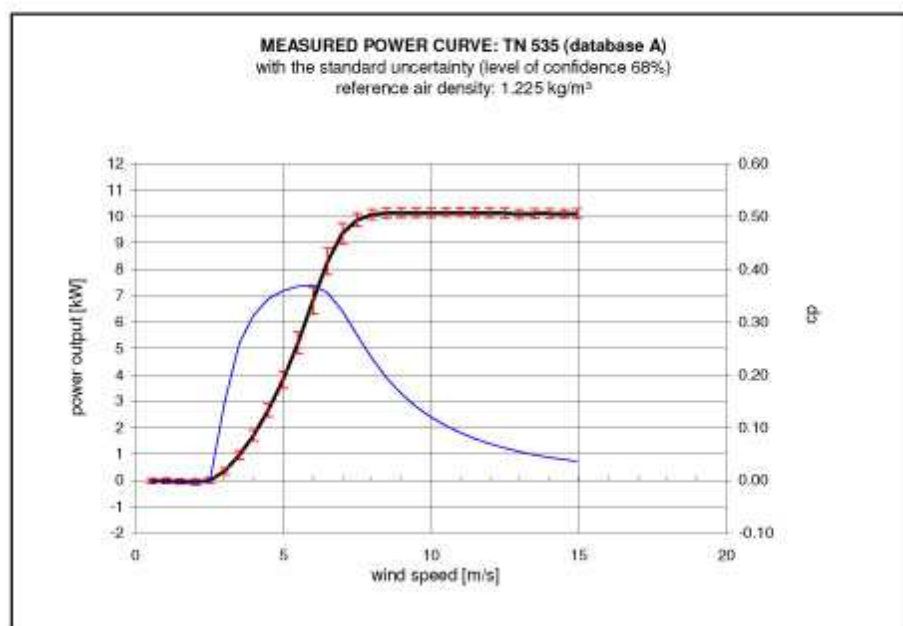
Aerogeneratore Upwind TN535		
Velocità media annua	Produzione media annua	
m/s 4.0	mph 8.9	kWh 24590
m/s 5.0	mph 11.2	kWh 37360
m/s 6.0	mph 13.4	kWh 47240
m/s 7.0	mph 15.7	kWh 53520
m/s 9.0	mph 20.1	kWh 56610

Scheda tecnica		
Potenza Nominale	kW 10	
Velocità del vento nominale	m/s 7.5	mph 16.8
Velocità di cut in	m/s 2.5	mph 5.59
Velocità di cut out	m/s 16.0	mph 36
Diámetro Rotore	m 13.2	ft 42.64
Area Spazzata	m ² 136.7	ft ² 1463.36
Altezza mozzo	m 18 - 24	ft 59.1 - 78.7
CO ₂ evitata	18 - 40 t	
Sistema sicurezza	freno centrifugo (brevettato)	

Enclosure 14 Annual power production acc. IEC: reference air density

ESTIMATED ANNUAL ENERGY PRODUCTION (AEP) (database A)				
extrapolation of the power curve between the highest measured wind speed and the cut-out wind speed with the average power at highest measured wind speed			WT: TN 535 cut-out wind speed: 16 m/s reference air density: 1.225 kg/m ³ coverage factor k: 1	
hub height annual average wind speed (Rayleigh) [m/s]	AEP-measured (measured power curve)	Expanded uncertainty of AEP- measured		AEP-extrapolated (extrapolated power curve)
	[MWh]	[MWh]	[%]	[MWh]
4.0	24.59	1.90	7.71	24.59
5.0	37.36	2.09	5.59	37.41
6.0	47.24	2.12	4.48	47.59
7.0	53.52	2.05	3.83	54.54
8.0	56.39	1.94	3.44	58.30
9.0	56.61	1.81	3.19	59.40
10.0	55.03 *	1.66	3.02	58.54
11.0	52.39 *	1.52	2.91	56.39

values marked with *: power curve incomplete acc. to IEC criteria for database



Appendice E

Scheda tecnica regolatore di carica con MPPT Sunny Island Charger 50

E. Scheda tecnica regolatore di carica con MPPT Sunny Island Charger 50

	SIC50-MPT
Input (PV array)	
Max. PV power (12 V / 24 V / 48 V)	630 W / 1 250 W / 2 400 W
Max. DC voltage	140 V _{DC}
Optimal MPPT voltage range (12 V / 24 V / 48 V)	25 V ... 60 V / 40 V ... 80 V / 70 V ... 100 V
Number of MPP trackers	1
Max. PV current for 12 V / 24 V / 48 V system	40 A / 40 A / 40 A
PV current control unit	MPPT (approximate current control every minute, fine control every two seconds)
Clamping position	screw terminals
Recommended cable cross-section	10 mm ²
Max. cross-section of cables that can be connected	16 mm ²
Torque (bolt or screw terminals)	0.5 Nm ... 0.6 Nm
Output (battery)	
Nominal DC power up to 40 °C (12 V / 24 V / 48 V)	600 W / 1 200 W / 2 400 W
Power limitation at 50 °C / 60 °C	12 V : 600 W / 600 W 24 V : 1 200 W / 1 000 W 48 V : 1 500 W / 1 000 W
Nominal battery voltage (adjustable)	12 V / 24 V / 48 V
Battery voltage range	8 V ... 65 V
Battery type	flooded and sealed lead acid batteries
Max. charging current (12 V / 24 V / 48 V)	50 A / 50 A / 50 A
Permanent charging current (12 V / 24 V / 48 V)	50 A / 50 A / 50 A
Charge control	IUoU
Clamping position	screw terminals
Recommended cable cross-section	10 mm ²
Max. cross-section of cables that can be connected	16 mm ²
Fuse type (max. contact unit)	thermal fuse (2 x 30 A)
Torque (bolt or screw terminals)	0.5 Nm ... 0.6 Nm

Appendice F

Scheda tecnica Sunny Island

5048

Dati d'uscita		SI 5048
Tensione nominale CA (regolabile)	$U_{AC, nom}$	230 V (202 V ... 253 V)
Frequenza nominale	f_{nom}	45 ... 65 Hz
Potenza continua CA a 25 °C	P_{nom}	5000 W
Potenza continua CA a 45 °C	P_{nom}	4000 W
Potenza CA per 30 min a 25 °C	P_{30min}	6500 W
Potenza CA per 1 min a 25 °C	P_{1min}	8400 W
Potenza CA per 3 min a 25 °C	P_{3sec}	12000 W
Corrente nominale CA	$I_{AC, nom}$	21 A
Corrente massima (valore di picco) per 60 ms	$I_{AC, max}$	120 A
Fattore di distorsione tensione in uscita	KVAC	< 3 %
Fattore di potenza $\cos\phi$		-1 ... +1

Valori d'ingresso		
Tensione d'ingresso (regolabile)	$U_{AC, ext}$	230 V (172,5 V ... 264,5 V)
Frequenza d'ingresso (regolabile)	f_{ext}	50 Hz (40 Hz ... 70 Hz)
Corrente d'ingresso CA max. (regolabile)	$I_{AC, ext}$	56 A (0 A ... 56 A)
Potenza d'ingresso max.	$P_{AC, ext}$	12,8 kW

Dati batteria		
Tensione batteria (spettro)	$U_{Bat, nom}$	48 V (41 V ... 63 V)
Massima corrente di carica batteria	$I_{Bat, max}$	120 A
Corrente di carica continua	$I_{Bat, nom}$	100 A
Capacità batteria	C_{Bat}	100 Ah ... 10000 Ah
Regolazione della carica		Metodo IUoU con carica completa e di equalizzazione automatiche
tipo di batteria		vrla / fla / nicd

Grado di rendimento / potenza assorbita		SI 5048
Grado di rendimento massimo		95 % (con 1000 W)
Grado di rendimento > 90 %		5 ... 120 % p_{nom}

Appendice G

Scheda tecnica accumulatori piombo acido 8 EPzS 1000

One of the very important production part of your company is internal logistics. We are introducing our traction batteries TAB which have been satisfying the most demanding users for more than three decades. Batteries are known by their:

- high capacity • long life-time • resistance to vibrations • short charging times
- low consumption of distilled water • simple maintenance

We assembly individual cells (2V) into batteries with different voltages, capacities and dimensions which suite to all types of electrical vehicles. Wide production program covers the range of DIN (EPzS) and BS (PzB) cells according to EN60254 -1,2 and IEC 254 - 1,2.

Battery application

Traction batteries TAB of type EPzS and PzB are appropriated for propulsion of different electrical vehicles (fork-lifts, mine locomotives, traction and transportation vehicles).

Execution of cells and batteries

We produce cells and batteries in:

- welded version • bolted version
- Both versions are being manufactured:
- **Dry-charged** version: a battery/cell have to be filled up with an electrolyte and supplementary charged before use. The Plates are already formed and in special process protected against oxidation. They can be stored up to two years.
- **Electrolyte-charged:** a battery/cell can be installed immediately, because it is already filled up with electrolyte and electrically charged as well.

We highly recommend the use of additional systems:

- **central water** filling system which enables a quick and precise service of the whole battery under any working conditions
- **electrolyte mixing system** which allows an electric vehicle to be in operation for two shifts or for 16 hours without changing a battery. Yet, the battery with a 100% daily charge (maximum charging current is 2,5 * I₅) can not be damaged during this time.

The characteristic data of the cells

50 Ah per Plate h1=282, h2=305, Lenght of cell b=198 [mm]

Type of cell	TAB Designation	Capacity 5 h	Width a [mm]	Mass of cell (±5%)[kg]	
				With acid	Without acid
2 EPzS 100 L	2 Pg 190 L	100	45	6,6	4,9
3 EPzS 150 L	3 Pg 190 L	150	63	9,1	6,7
4 EPzS 200 L	4 Pg 190 L	200	81	12,1	9,0
5 EPzS 250 L	5 Pg 190 L	250	99	15,0	11,1
6 EPzS 300 L	6 Pg 190 L	300	118	17,6	13,0
7 EPzS 350 L	7 Pg 190 L	350	136	20,5	15,2
8 EPzS 400 L	8 Pg 190 L	400	155	23,6	17,5
9 EPzS 450 L	9 Pg 190 L	450	173	26,7	19,8
10 EPzS 500 L	10 Pg 190 L	500	191	30,7	22,7
*12 EPzS 600 L	12 Pg 190 L	600	227	37,5	27,7

60 Ah per Plate h1=340, h2=363, Lenght of cell b=198 [mm]

Type of cell	TAB Designation	Capacity 5 h	Width a [mm]	With acid	Without acid
2 EPzS 120 L	2 Pg 250 L	120	45	8,0	5,9
3 EPzS 180 L	3 Pg 250 L	180	63	11,7	8,7
4 EPzS 240 L	4 Pg 250 L	240	81	15,8	11,7
5 EPzS 300 L	5 Pg 250 L	300	99	18,6	13,8
6 EPzS 360 L	6 Pg 250 L	360	118	23,0	17,0
7 EPzS 420 L	7 Pg 250 L	420	136	26,7	19,8
8 EPzS 480 L	8 Pg 250 L	480	155	30,6	22,6
9 EPzS 540 L	9 Pg 250 L	540	173	34,9	25,8
10 EPzS 600 L	10 Pg 250 L	600	191	40,1	29,7
*12 EPzS 720 L	12 Pg 250 L	720	227	49,0	36,3

80 Ah per Plate h1=402, h2=425, Lenght of cell b=198 [mm]

Type of cell	TAB Designation	Capacity 5 h	Width a [mm]	With acid	Without acid
2 EPzS 160 L	2 Pg 310 L	160	45	9,8	7,3
3 EPzS 240 L	3 Pg 310 L	240	63	14,4	10,7
4 EPzS 320 L	4 Pg 310 L	320	81	18,9	14,0
5 EPzS 400 L	5 Pg 310 L	400	99	23,3	17,2
6 EPzS 480 L	6 Pg 310 L	480	118	27,8	20,6
7 EPzS 560 L	7 Pg 310 L	560	136	32,2	23,8
8 EPzS 640 L	8 Pg 310 L	640	155	36,9	27,3
9 EPzS 720 L	9 Pg 310 L	720	173	41,7	30,9
10 EPzS 800 L	10 Pg 310 L	800	191	46,1	34,1
*12 EPzS 960 L	12 Pg 310 L	960	227	55,4	41,0

90 Ah per Plate h1=472, h2=495, Lenght of cell b=198 [mm]

Type of cell	TAB Designation	Capacity 5 h	Width a [mm]	With acid	Without acid
2 EPzS 180 L	2 Pg 360 L	180	47	11,6	8,6
3 EPzS 270 L	3 Pg 360 L	270	65	16,7	12,4
4 EPzS 360 L	4 Pg 360 L	360	83	21,6	16,0
5 EPzS 450 L	5 Pg 360 L	450	101	27,3	20,2
6 EPzS 540 L	6 Pg 360 L	540	119	33,6	24,9
7 EPzS 630 L	7 Pg 360 L	630	137	38,5	28,5
8 EPzS 720 L	8 Pg 360 L	720	155	41,6	30,8
9 EPzS 810 L	9 Pg 360 L	810	173	46,6	34,5
10 EPzS 900 L	10 Pg 360 L	900	191	53,5	39,6
*12 EPzS 1080 L	12 Pg 360 L	1080	227	63,5	47,0

105 Ah per Plate h1=515, h2=538, Lenght of cell b=198 [mm]

Type of cell	TAB Designation	Capacity 5 h	Width a [mm]	With acid	Without acid
2 EPzS 210 L	2 Pg 425 L	210	47	14,2	10,6
3 EPzS 315 L	3 Pg 425 L	315	65	18,8	14,2
4 EPzS 420 L	4 Pg 425 L	420	83	24,3	18,3
5 EPzS 525 L	5 Pg 425 L	525	101	30,5	23,0
6 EPzS 630 L	6 Pg 425 L	630	119	35,8	27,0
7 EPzS 735 L	7 Pg 425 L	735	137	41,2	31,1
8 EPzS 840 L	8 Pg 425 L	840	155	44,9	33,8
9 EPzS 945 L	9 Pg 425 L	945	173	49,9	37,6
10 EPzS 1050 L	10 Pg 425 L	1050	191	54,8	41,4
*12 EPzS 1260 L	12 Pg 425 L	1260	227	63,9	48,3

REMARKS

Electrolyte density by 30°C: 1,29 +/- 0,01 kg/l
welded cells from 8 - 12 EPzS with 4 poles
* screwed cells with 4 poles

DIN

115 Ah per Plate h1=545, h2=568, Lenght of cell b=198 [mm]

Type of cell	TAB Designation	Capacity 5 h	Width a [mm]	With acid	Without acid
2 EPzS 230 L	2 Pg 445 L	230	47	14,3	10,7
3 EPzS 345 L	3 Pg 445 L	345	65	19,6	14,7
4 EPzS 460 L	4 Pg 445 L	460	83	26,5	19,9
5 EPzS 575 L	5 Pg 445 L	575	101	31,7	23,8
6 EPzS 690 L	6 Pg 445 L	690	119	37,8	28,0
7 EPzS 805 L	7 Pg 445 L	805	137	42,6	32,0
8 EPzS 920 L	8 Pg 445 L	920	155	49,5	37,1
*9 EPzS 1035 L	9 Pg 445 L	1035	173	55,0	41,3
*10 EPzS 1150 L	10 Pg 445 L	1150	191	60,3	45,3
*12 EPzS 1380 L	12 Pg 445 L	1380	227	72,1	54,2

125 Ah per Plate h1=570, h2=593, Lenght of cell b=198 [mm]

Type of cell	TAB Designation	Capacity 5 h	Width a [mm]	With acid	Without acid
2 EPzS 250 L	2 Pg 480 L	250	47	15,5	11,5
3 EPzS 375 L	3 Pg 480 L	375	65	20,7	15,3
4 EPzS 500 L	4 Pg 480 L	500	83	27,1	20,1
5 EPzS 625 L	5 Pg 480 L	625	101	33,2	24,6
6 EPzS 750 L	6 Pg 480 L	750	119	39,7	29,4
7 EPzS 875 L	7 Pg 480 L	875	137	46,0	34,0
8 EPzS 1000 L	8 Pg 480 L	1000	155	52,3	38,7
*9 EPzS 1125 L	9 Pg 480 L	1125	173	58,0	42,9
*10 EPzS 1250 L	10 Pg 480 L	1250	191	65,2	48,2
*12 EPzS 1500 L	12 Pg 480 L	1500	227	78,0	57,7

140 Ah per Plate h1=686, h2=709, Lenght of cell b=198 [mm]

Type of cell	TAB Designation	Capacity 5 h	Width a [mm]	With acid	Without acid
2 EPzS 280 L	2 Pg 555 L	280	47	21,9	16,4
3 EPzS 420 L	3 Pg 555 L	420	65	26,2	19,7
4 EPzS 560 L	4 Pg 555 L	560	83	31,2	23,5
5 EPzS 700 L	5 Pg 555 L	700	101	39,0	29,4
6 EPzS 840 L	6 Pg 555 L	840	119	49,1	37,0
7 EPzS 980 L	7 Pg 555 L	980	137	56,5	42,6
8 EPzS 1120 L	8 Pg 555 L	1120	155	64,6	48,7
*9 EPzS 1260 L	9 Pg 555 L	1260	173	73,1	55,1
*10 EPzS 1400 L	10 Pg 555 L	1400	191	79,1	59,7
*12 EPzS 1680 L	12 Pg 555 L	1680	227	94,2	71,1



155 Ah per Plate h1=720, h2=743, Lenght of cell b=198 [mm]

Type of cell	TAB Designation	Capacity 5 h	Width a [mm]	With acid	Without acid
2 EPzS 310 L	2 Pg 590 L	310	47	23,0	17,0
3 EPzS 465 L	3 Pg 590 L	465	65	27,6	20,4
4 EPzS 620 L	4 Pg 590 L	620	83	32,9	24,4
5 EPzS 775 L	5 Pg 590 L	775	101	41,1	30,4
6 EPzS 930 L	6 Pg 590 L	930	119	51,5	38,1
7 EPzS 1085 L	7 Pg 590 L	1085	137	59,3	43,9
8 EPzS 1240 L	8 Pg 590 L	1240	155	67,7	50,1
*9 EPzS 1395 L	9 Pg 590 L	1395	173	76,6	56,6
*10 EPzS 1550 L	10 Pg 590 L	1550	191	82,9	61,3
*12 EPzS 1860 L	12 Pg 590 L	1860	227	98,6	72,9



Appendice H

Scheda tecnica analizzatori di rete FEMTO D4 e FEMTO D4 DC

128 Scheda tecnica analizzatori di rete FEMTO D4 e FEMTO D4 DC

FEMTO

Analizzatore, contatore e multimetro estremamente versatile e preciso studiato per soddisfare le applicazioni più sofisticate di monitoraggio dei parametri elettrici e gestione dei consumi di energia in ambito civile, terziario e industriale. Una versione specifica del Femto è stata progettata per la misura in continua, ad esempio in applicazioni nell'ambito dei sistemi fotovoltaici.

Versatilità

Un solo strumento per tutti i tipi di inserzione, infatti Femto è idoneo per applicazioni su ogni tipo di rete, trifase a 3 e 4 fili, simmetrica o asimmetrica, equilibrata o disequilibrata, bifase e monofase, bassa e media tensione, con 1, 2 o 3 TA.

Misure: precisione e affidabilità

Oltre 60 misure su 2 e 4 quadranti (import/export) in valore True-RMS (fino alla 31^a armonica). Massima precisione anche in presenza di carichi rapidamente variabili (es. saldatrici a punto).

Semplicità e alta visibilità

Una tastiera a 3 pulsanti consente un utilizzo semplice e razionale dello strumento, mentre il display LCD grafico con retroilluminazione a LED e regolazione del contrasto permette la lettura simultanea di 4 misure e del loro simbolo identificativo con caratteri ad alta visibilità.

Comunicazione seriale

E' dotato di una porta seriale RS485 con protezione contro le sovratensioni per il collegamento rete Modbus. Utilizza il protocollo Modbus "full compliant" per la comunicazione con PLC e programmi SCADA. E' assicurata una velocità di dialogo insuperabile grazie a una trasmissione fino a 38.400bps senza tempi di attesa.

Ingresso e uscite digitali / allarmi

Femto è corredato di serie di 1 ingresso e 2 uscite digitali optoisolate. L'ingresso è utilizzabile per contare segnali di impulsi esterni (es. contatori gas, acqua, pezzi, ecc.), o per rilevare lo stato (es. ON/OFF di macchine, interruttori, ecc.). Le 2 uscite possono trasmettere impulsi proporzionali all'Energia Attiva e Reattiva (ad es. per PLC), allarmi interni o essere utilizzate come unità di output controllate da remoto.

Versioni standard

Femto è ordinabile nei formati guida DIN 4 moduli o da pannello 96x96 (formato 48x96 su richiesta). Nel formato guida DIN 4 moduli è disponibile anche la versione 70A e quella DC per le misure in continua (es. per fotovoltaico).

Versioni speciali

Femto è ordinabile in altre configurazioni hardware con diverse tipologie di alimentazione, di ingressi e uscite.

Parametri	Tipo	L1	L2	L3	n	I	P	Range
Tensione	U _{eff}	●	●	●	●	●	●	20,0V...400 kV
	U _{eff} max (1)	●	●	●	●	●	●	
	U _{eff} max (1)	●	●	●	●	●	●	
	U _{eff} max (1)	●	●	●	●	●	●	
	U _{eff} max (1)	●	●	●	●	●	●	
Corrente	I	●	●	●	●	●	●	10 mA...10,0 kA
	I _{max} (1)	●	●	●	●	●	●	
	I _{max} (2)	●	●	●	●	●	●	
Fattore di potenza	PF	●	●	●	●	●	●	0,00ind..1,00 0,00cap
Frequenza	Hz	●	●	●	●	●	●	45 ... 65 Hz
Distorsione armonica	THD-U _{eff}	●	●	●	●	●	●	0...199,9%
	THD-U _{eff}	●	●	●	●	●	●	
	THD-I	●	●	●	●	●	●	
Potenza attiva	P	●	●	●	●	●	●	± 0,00...1999 MW
	P _{max} (3)	●	●	●	●	●	●	
	P _{avg} (3)	●	●	●	●	●	●	
	P _{max} (1)	●	●	●	●	●	●	
Potenza reattiva	Q _{ind}	●	●	●	●	●	●	± 0,00...1999 Mvar
	Q _{cap}	●	●	●	●	●	●	
	Q _{max ind} (3)	●	●	●	●	●	●	
	Q _{max cap} (3)	●	●	●	●	●	●	
	Q _{max ind} (3)	●	●	●	●	●	●	
	Q _{max cap} (3)	●	●	●	●	●	●	
Potenza apparente	S	●	●	●	●	●	●	± 0,00...1999 MVA
	S _{max} (3)	●	●	●	●	●	●	
	S _{avg} (3)	●	●	●	●	●	●	
Temperature	T	●	●	●	●	●	●	-10...+50 °C
Tempo di vita	h (1/100 h)	●	●	●	●	●	●	0,01...99.999,99 ore
Energia attiva	E _{imp} (4)	●	●	●	●	●	●	0,1 kWh...99.999,9 MWh
	E _{exp} (4)	●	●	●	●	●	●	
Energia reattiva	E _{ind imp} (4)	●	●	●	●	●	●	0,1 kvarh...99.999,9 Mvarh
	E _{cap imp} (4)	●	●	●	●	●	●	
	E _{ind exp} (4)	●	●	●	●	●	●	
	E _{cap exp} (4)	●	●	●	●	●	●	
	E _{exp exp} (4)	●	●	●	●	●	●	
Energia apparente	E _{imp} (4)	●	●	●	●	●	●	0,1 kVAh...99.999,9 MVAh
	E _{exp} (4)	●	●	●	●	●	●	
Conteggio impulsi	CNT	●	●	●	●	●	●	

(1) Valore medio su 10 cicli (es. 200ms a 50 Hz)
 (2) Valore medio sul tempo di integrazione (1...60 min, programmabile)
 (3) Valore medio (media mobile) sia Import che in Export sul tempo di integrazione (1...60 min, programmabile)
 (4) Le energie sia in Import che in Export sono visualizzate a 9 cifre in virgola mobile. I contatori interni sono memorizzati con definizione minima 0,1Wh e conteggio massimo 99.999.999,9999 kWh.



Engineered and manufactured in Italy
Made in Italy
 Pensato, progettato e prodotto in Italia



Femto D4 DC e E-Wi
 Contatore/analizzatore di energia in continua



Atto D4 DC e E-Wi
 Trasduttore di energia in continua

Femto D4 DC è un Contatore / Analizzatore di energia in continua con display LCD grafico retroilluminato, mentre **Atto D4 DC** è un trasduttore di energia in continua. Entrambi sono dotati di un microprocessore estremamente versatile e preciso studiato per soddisfare le applicazioni più sofisticate di misura e gestione di impianti fotovoltaici, di telefonia mobile, sistemi batterizzati, ecc. Misura di tensione, corrente, potenza ed energia, tensione massima e minima e corrente massima. Ingresso 80mV o 100mV per shunt. Questi strumenti possono essere integrati con altri prodotti della gamma Electrex per gestire sistemi di monitoraggio dell'energia, di altri parametri (irradiazione solare, temperatura, umidità, ecc.) e allarmi, anche con accesso remoto (GSM / Internet). In questo modo è possibile tenere costantemente sotto controllo lo stato di funzionamento dell'impianto, verificare prontamente e automaticamente eventuali malfunzionamenti (es. una stringa dell'impianto fotovoltaico smette di produrre energia), eventuali tentativi di furto/manomissione (es. di pannelli fotovoltaici) o di accesso ad aree riservate. **Femto D4 DC E-Wi** e **Atto D4 DC E-Wi** hanno le stesse caratteristiche dei Femto e Atto D4 DC senza ingressi e senza uscite e in più rice-trasmettono i dati via onde radio (Wireless) utilizzando il protocollo E-Wi basato sullo standard IEEE 802.15.4.

Sistema di misura

Il campionamento costante di tensione e corrente, e un metodo di misura digitale con compensazione automatica degli offset degli amplificatori interni, assicurano la massima precisione indipendentemente dal livello del segnale e dalle condizioni ambientali di esercizio.

La risoluzione a 64 bit assicura inoltre un'elevata accuratezza della misura dell'energia anche in presenza di piccole potenze.

Semplicità

Femto D4 DC è dotato di un Display LCD grafico (a matrice di punti) con retroilluminazione a LED e regolazione del contrasto che permette la lettura simultanea di 2 misure e del loro simbolo identificativo. La tastiera a 3 pulsanti consente un utilizzo semplice e razionale dello strumento, mentre la pagina visualizzata all'accensione è definibile dall'utente.



Tramite una semplice programmazione da tastiera è possibile impostare tutti i parametri operativi quali, tempo di integrazione (1-80 min.), uscite digitali ed allarmi (soglie, ritardo e isteresi), ingresso digitale, porta RS485. Il sistema di programmazione è protetto da password contro le modifiche indesiderate.

Atto D4 DC è dotato di due Led sul pannello frontale che indicano lo stato dello strumento e il funzionamento della porta RS485.

Ingresso digitale

Le versioni con **IDI** sono fornite con ingresso digitale optoisolato completo di filtro antirimbato programmabile. L'ingresso è normalmente utilizzato per contare impulsi generati esternamente. Opportunamente programmato può anche funzionare come indicatore remoto di stato (es. ON/OFF di macchine, interruttori, ecc.) o (tramite impulso esterno) per la selezione della fascia tariffaria T1 e T2, esempio giorno/notte.

L'ingresso richiede un'alimentazione esterna 10-30Vdc.

Uscite digitali

Le versioni con **ZDO** sono corredate di due uscite optoisolate a transistor con portata 27 Vcc 27 mA secondo DIN 43884. Le due uscite sono programmate in fabbrica per la trasmissione di impulsi proporzionali all'Energia Importata e all'Energia Esportata (con peso e durata programmabili) ma possono essere alternativamente utilizzate anche come output degli allarmi interni (vedi paragrafo Allarmi) o come unità di output controllate da remoto tramite linea seriale e comandi Modbus.

Misure

Parametri	Tipo	Range
Tensione	U	10,0V...300V
	U _{MAX} (1)	
Corrente	U _{MIN} (1)	Tramite shunt da 60 o 100mV
	I	
	I _{MAX} (1)	
Potenza Attiva	I _{AVG} (2)	± 0,00...1999 MW
	I _{MD} (2)	
	P	
Temperatura	P _{AVG} (3)	-10...+30°C
	P _{MD} (3)	
Tempo di funzionamento	T (°C e F) (4)	0,01...99.999,99 ore
Energia Attiva	h (1/100 h)	0,1 kWh...99.999,9 MWh
	E _{IMP} (5)	
Conteggio impulsi	E _{EXP} (5)	
	CNT (6)	

(1) Valore su un tempo di 500ms.

(2) Valore medio sul tempo di integrazione (1...80 minuti programmabile).

(3) Valore medio (media mobile) sia in Import che in Export sul tempo di integrazione (1...80 minuti programmabile).

(4) Temperatura interna del microprocessore.

(5) Le energie sia in Import che in Export sono visualizzate a 9 cifre in virgola mobile. I contatori interni sono memorizzati con risoluzione a 64 bit che assicura una definizione minima di 0,1 Wh su Modbus e 0,1kWh sul display e conteggio massimo di 99.999,999,999 kWh.

(6) Totale e parziale (per strumenti dotati di ingresso digitale)

Comunicazione seriale

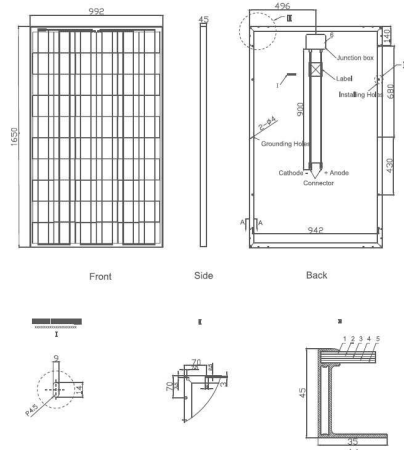
Femto D4 DC e **Atto DC** sono dotati di una porta seriale RS485 con protezione contro le sovratensioni. Il protocollo di comunicazione utilizzato è il Modbus-RTU "full compliant" idoneo per comunicazioni con PLC e con programmi SCADA. I dati elaborati sono letti come registri numerici composti da mantissa ed esponente in formato IEEE. Una trasmissione fino a 38.400bps con max. 125 registri richiedibili (pari a circa 62 parametri) senza tempi di attesa fra due richieste assicurano una velocità di dialogo insuperabile.

130 Scheda tecnica analizzatori di rete FEMTO D4 e FEMTO D4 DC

Appendice I

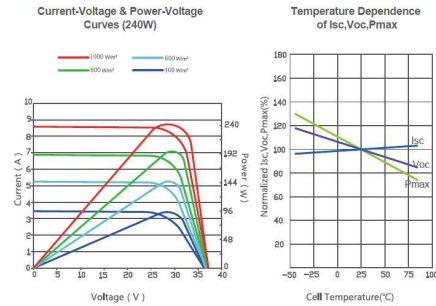
Scheda tecnica moduli fotovoltaici policristallini Jinko

Engineering Drawings



Packaging Configuration
 (Two boxes + 4pcs addition module = One pallet)
 23 pcs/box, 50 pcs/pallet, 700 pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No. of cells	60 (6×10)
Dimensions	1650×992×45mm (64.97×39.06×1.77 inch)
Weight	19.0kg (41.9 lbs.)
Front Glass	3.2mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP65 Rated
Output Cables	TÜV 1×4.0mm²/ UL 12AWG, Length:900mm

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM225P	JKM230P	JKM235P	JKM240P	JKM245P
Maximum Power at STC(Pmax)	225Wp	230Wp	235Wp	240Wp	245Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	29.4V	29.6V	29.8V	30V	30.2V
Maximum Power Current (Imp)	7.65A	7.78A	7.89A	8.01A	8.12A
Open-circuit Voltage (Voc)	36.7V	36.8V	36.9V	37.2V	37.4V
Short-circuit Current (Isc)	8.25A	8.35A	8.47A	8.56A	8.69A
Module Efficiency(%)	13.74%	14.05%	14.35%	14.66%	14.97%
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C				
Maximum system voltage	600V (UL) /1000V (IEC) DC				
Maximum series fuse rating	15A				
Power tolerance	0~+3% (optional)				
Temperature coefficients of Pmax	-0.45%/°C				
Temperature coefficients of Voc	-0.27%/°C				
Temperature coefficients of Isc	0.05%/°C				
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C				

STC: Irradiance 1000W/m² Module Temperature 25°C AM=1.5

Appendice J

Simulazione NTM
dell'aerogeneratore TN535 con
diverse strategie di regolazione
della potenza erogata

J. Simulazione NTM dell'aerogeneratore TN535 con diverse strategie di regolazione della potenza erogata

134

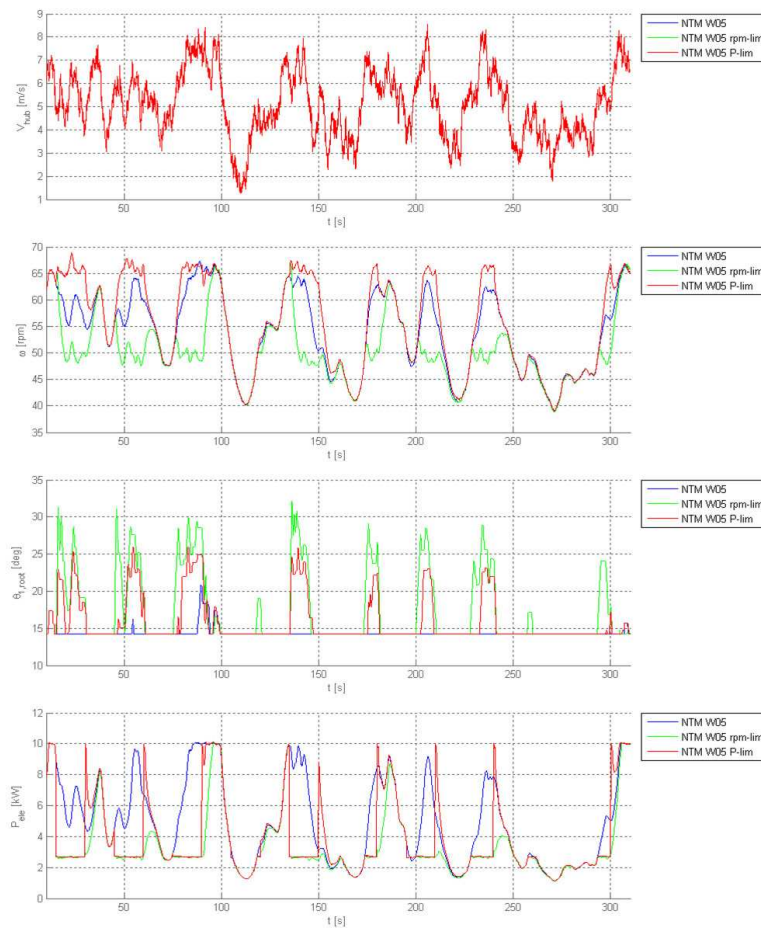


Figura J.1: Simulazioni NTM con velocità media del vento di 5 m/s.

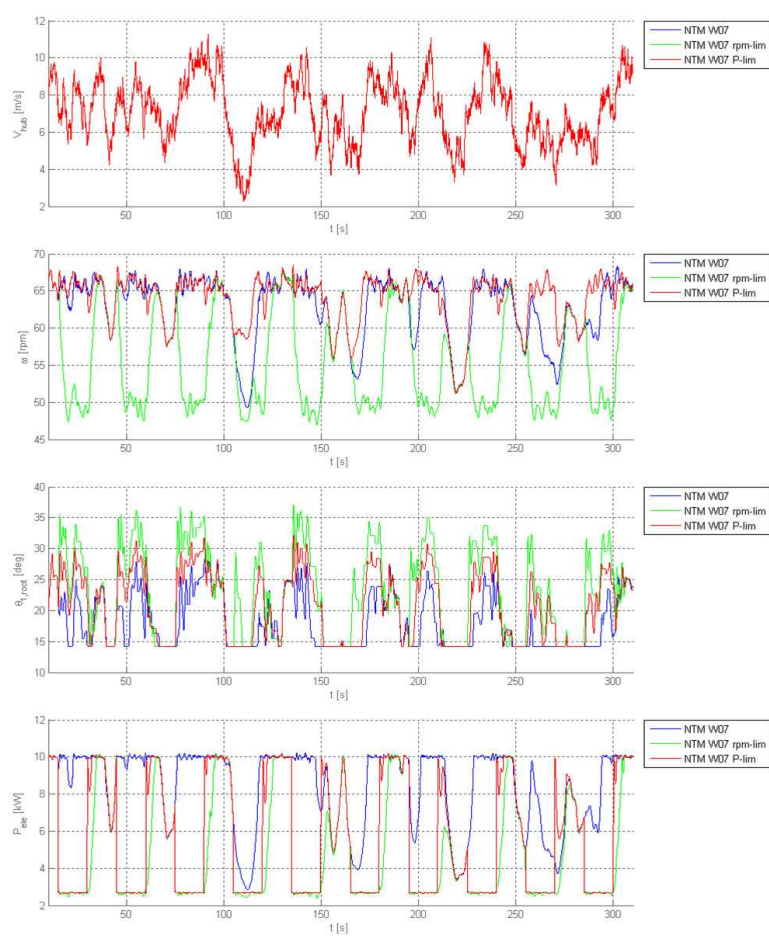


Figura J.2: Simulazioni NTM con velocità media del vento di 7 m/s.

J. Simulazione NTM dell'aerogeneratore TN535 con diverse strategie di regolazione della potenza erogata

136

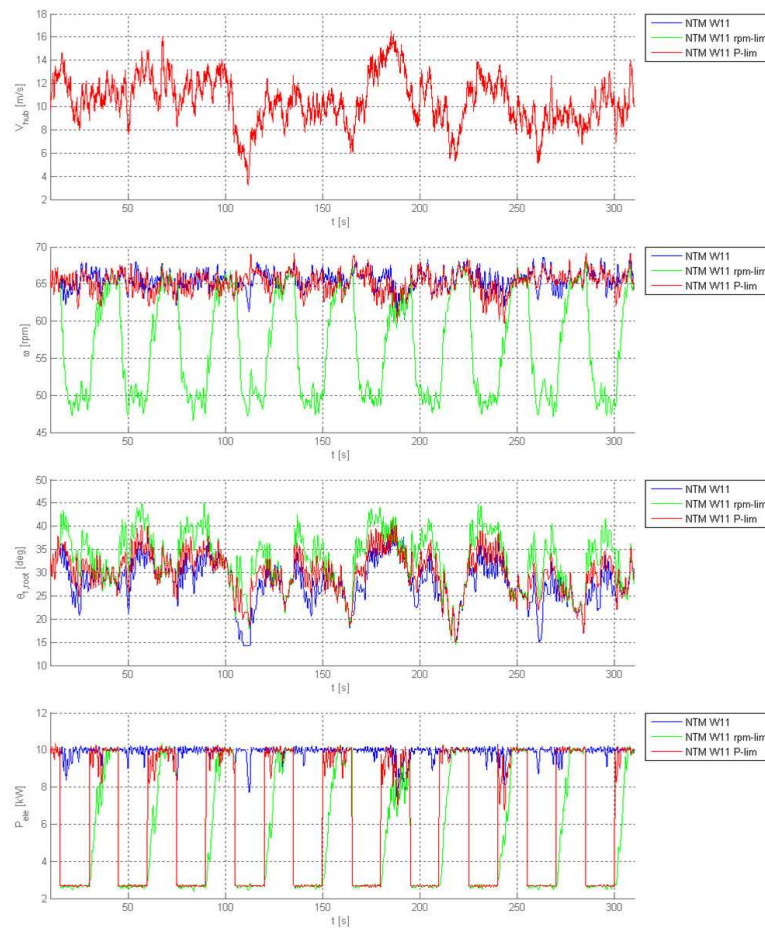


Figura J.3: Simulazioni NTM con velocità media del vento di 11 m/s.

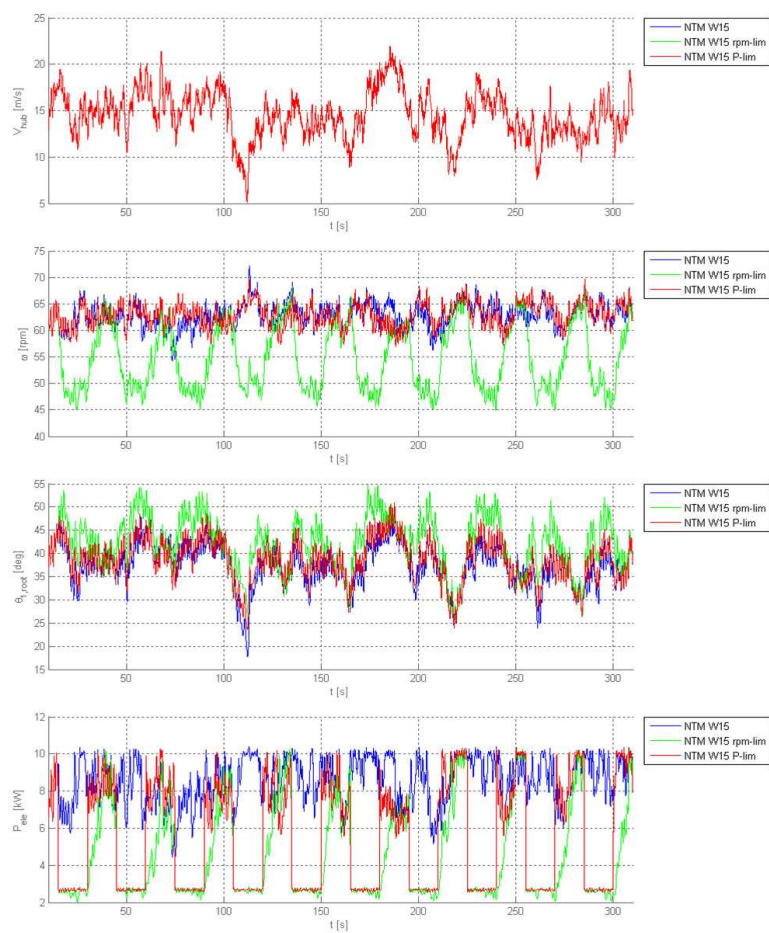


Figura J.4: Simulazioni NTM con velocità media del vento di 15 m/s.

Appendice K

Pianta del container ISO 20
piedi utilizzato per il
contenimento delle
apparecchiature
elettromeccaniche, dei sistemi
di conversione statica,
dell'Energy Manager e del
sottosistema di accumulo

K. Pianta del container ISO 20 piedi utilizzato per il contenimento delle apparecchiature elettromeccaniche, dei sistemi di conversione statica, dell'Energy Manager e del sottosistema di accumulo

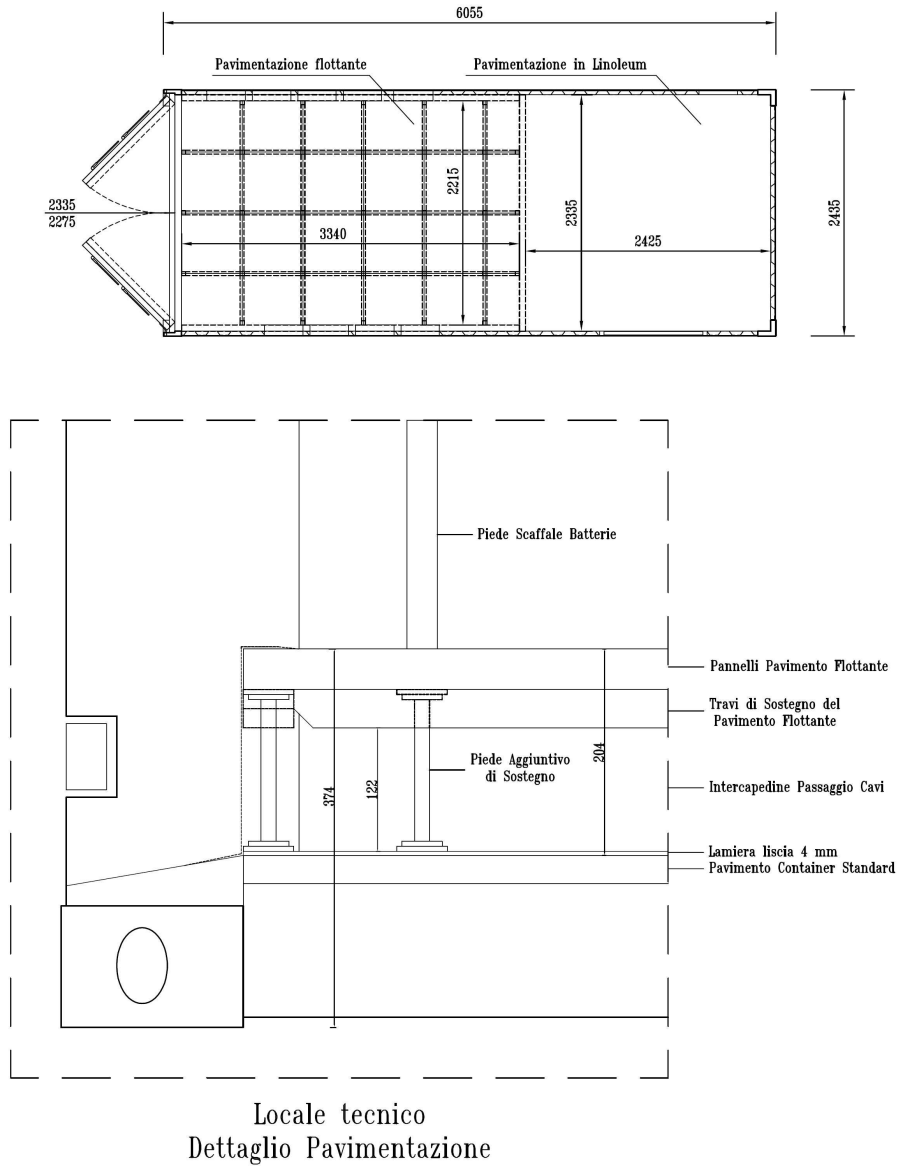


Figura K.1: Container ISO 20 piedi.

Bibliografia

- [1] OECD/IEA: *Smart Grids Technology Roadmap*, 2011
- [2] Barnes, M.; Kondoh, J.; Asano, H.; Oyarzabal, J.; Ventakaramanan, G.; Lasseter, R.; Hatziargyriou, N.; Green, T. : *Real-World MicroGrids-An Overview*; IEEE International Conference on Proc. of System of Systems Engineering, 2007
- [3] Marnay C., Bailey O.C.: *The CERTS Microgrid and the Future of the Macrogrid.* , 2004.
- [4] Lasseter R.H., Nichols D.K., Stevens J., Eto J.H., Vollkommer H.T. : *Validation of the CERTS microgrid concept the CEC/CERTS microgrid testbed*, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006
- [5] Lasseter R.H.: *Control of Distributed Resources*, Proc. of Bulk Power System Dynamics and Control IV - Restructuring, 1998
- [6] Dimeas A. L., Hatziargyriou N. D., *Operation of a Multiagent System for Microgrid Control*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, NO. 3, August 2005.
- [7] *VPP by Siemens, Decentralized Energy Management System*, Siemens AG 2013.
- [8] M. Conte, G. Graditi, M.G. Ippolito, E. Riva Sanseverino, E. Telaretti, G. Zizzo: *Analisi e definizione di strategie di gestione e controllo di sistemi di accumulo elettrico per applicazioni in reti di distribuzione attive automatizzate Report 1 - Analisi dello stato dell'arte*, 2011

- [9] L. Battisti : *Scelta e installazione delle mini turbine eoliche*, QualeEnergia 2012
- [10] Muhammad H. Rashid : *Power Electronics Handbook: Devices, Circuits and Applications*, 2010
- [11] ABB, *Quaderni di Applicazione Tecnica: Impianti Fotovoltaici*, Ed. 2010
- [12] IEC-61400-12, *Wind turbine power performance testing*, Ed. 2012
- [13] Jason Jonkman, Ph.D. : *FAST, An aeroelastic computer-aided engineering (CAE) tool for horizontal axis wind turbines*, <http://wind.nrel.gov/designcodes/simulators/>
- [14] Renewable Resource Data Center, <http://www.nrel.gov/rredc/>
- [15] HOMER *Energy Microgrid Power Design Services*, <http://homerenergy.com/services.html>
- [16] Jim EyerGarth Corey : *Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide*, SANDIA REPORT February 2010
- [17] CEI 0-21 : *Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica*
- [18] Bernd Muller: *Decentralized Energy Management Systems (DEMS)*, Siemens http://www.siemens.com/innovation/apps/pof_microsite/_pof-fall-2012/_html_en/virtual-power-plants.html
- [19] *Enercon Wind-Diesel and Stand-Alone systems, self sufficient power stations using wind energy* http://www.enercon.de/p/downloads/ENERCON_Stand-alone_en.pdf
- [20] Wen-Yeau Chang: *The State of Charge Estimating Methods for Battery: A Review* <http://www.hindawi.com/isrn/applied.mathematics/2013/953792/>

Ringraziamenti

Ringrazio la mia famiglia che mi ha dato la forza per raggiungere questo traguardo; la famiglia Tozzi ed tutti i miei colleghi di lavoro che mi hanno supportato durante questi mesi ed il Professor Nucci che ha dimostrato sempre grande disponibilità nei miei confronti.

Ringrazio anche tutti coloro che involontariamente posso avere dimenticato!

GRAZIE DI CUORE