

# Prince Lab: Sviluppo di una piattaforma sperimentale per le smart microgrid

A. Cagnano, E. De Tuglie, M. Trovato  
Dept. of Electrical and Information Engineering (DEI)  
Politecnico di Bari  
Bari, Italy  
[alessia.cagnano@poliba.it](mailto:alessia.cagnano@poliba.it)

Ivano Scarrone, Daniele Oliveri  
Power Systems Division  
ABB SpA  
Genova, Italy  
line 4-e-mail address if desired

**Abstract—** L'articolo presenta la microrete ( $\mu\text{G}$ ) sperimentale realizzata presso il Politecnico di Bari nell'ambito del progetto PON 2007-2013, dal titolo "Processi Innovativi per la Conversione dell'Energia (PrInCE)" finanziato dal Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca Italiano (MIUR).

L'impianto si configura come un utile banco di prova per la ricerca e lo sviluppo di nuovi dispositivi e componenti per applicazioni smart-grid.

## I. INTRODUZIONE

La gestione delle reti di distribuzione è resa particolarmente difficoltosa dalla notevole diffusione degli impianti di Generazione Distribuita (GD) e dalla mancanza di un capillare sistema di monitoraggio. L'esercizio ottimale del sistema di distribuzione richiede, pertanto, la definizione di soluzioni innovative in modo tale da garantire elevati standard di qualità della fornitura di energia, una continuità quasi assoluta ed un esercizio che sia il più economico possibile. Un'interessante soluzione a tale problema è offerta dalle Microreti ( $\mu\text{Gs}$ ) che, grazie ad un sistema di controllo locale, sono in grado di gestire i flussi di energia e gli scambi con la rete esterna, controllare ed ottimizzare la produzione interna per garantire economicità, qualità e sicurezza del servizio [1]. Inoltre, nel caso di disservizi sulla rete di distribuzione principale, le microreti possono operare in isola intenzionale, o di emergenza, ed alimentare solo i carichi con più alta priorità [2]. Tuttavia, la loro integrazione richiede una completa rivisitazione delle esistenti pratiche per il funzionamento dei sistemi di distribuzione. Infatti, il loro crescente sviluppo può causare molti problemi tecnici, quali l'innalzamento del profilo della tensione, le perdite di sistema, la manutenzione ed il ripristino del sistema in caso di guasto [3,4]. Nel tentativo di risolvere questi problemi, molte attività di ricerca sono state condotte negli ultimi anni. La maggior parte dei lavori riportati nella letteratura scientifica sono finalizzati alla definizione di nuove strategie per la gestione ottimale delle microreti [5,6], di nuovi sistemi di protezione [7,8] e nuove strategie per la gestione automatica della commutazione di una microrete dal funzionamento in parallelo alla rete di distribuzione pubblica al funzionamento in isola [9-10]. Al fine di fornire un banco di prova per la validazione di tali strategie di controllo e gestione, in molti paesi sono state sviluppate diverse applicazioni pratiche di microreti [11-15]. Oltre alla verifica

delle ricerche teoriche esistenti, queste applicazioni pratiche possono contribuire alla definizione ed implementazione di nuove strategie di controllo, allo sviluppo di nuovi standard di connessione per le microreti nonché alla realizzazione di nuovi componenti e dispositivi per applicazioni smart-grid.

In questo contesto si inserisce il progetto finanziato nell'ambito del Programma Operativo Nazionale – Linea di Intervento: Potenziamento Strutturale (PONa3) 2007-2013, che si pone l'obiettivo di realizzare una Microrete ( $\mu\text{G}$ ) Sperimentale. Il principale obiettivo di questo lavoro consiste nel descrivere la struttura della microrete e dei suoi componenti, nonché della architettura di controllo e delle strategie di gestione attualmente implementate.

## II. LA MICRORETE SPERIMENTALE

La microrete ( $\mu\text{G}$ ) sperimentale, di cui la figura 1 mostra gli elementi salienti, si basa su di una rete di distribuzione radiale in bassa tensione (400V) interfacciata alla rete di distribuzione principale tramite un interruttore statico, denominato interruttore generale (QGN). Tale interruttore ha la capacità di isolare la  $\mu\text{G}$  dalla rete principale in caso di guasto.

Con l'obiettivo di analizzare le diverse condizioni di funzionamento della microrete, sono stati introdotti due ulteriori dispositivi di interfaccia. Il primo è costituito da un interruttore statico, denominato by-pass, che consente all'operatore di disconnettere intenzionalmente la microrete dalla rete principale al fine di simulare il funzionamento in isola. Il secondo è un dispositivo di interfaccia costituito da un inverter trifase c.a./c.a., della potenza nominale di 200 kVA, con la funzione di disaccoppiare la microrete dalla rete principale. La presenza di questo convertitore offre, inoltre, la possibilità di controllare gli scambi energetici tra la rete di distribuzione pubblica e il sistema locale e di gestire la microrete in condizioni di funzionamento critiche dell'utility principale.

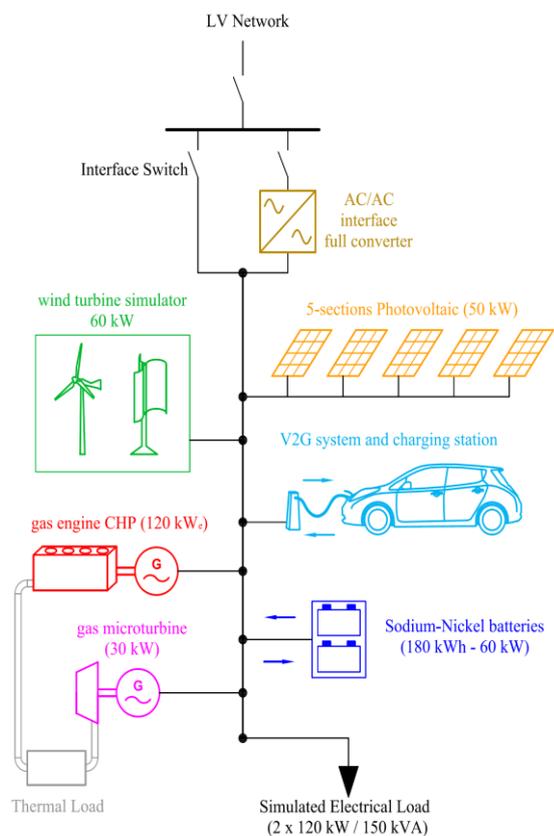


Fig. 1. Lo schema unifilare della microrete sperimentale .

L'interfaccia con la rete di distribuzione pubblica vede la microrete come un unico nodo al quale sono connessi diversi sistemi di generazione, accumulo e carico.

Gli impianti di generazione includono: un cogeneratore, una microturbina a gas naturale ed un impianto fotovoltaico.

Il cogeneratore di potenza nominale pari a 120 kW è alimentato a gas naturale ed è connesso alla microrete mediante un sistema di raddrizzatore/inverter.

La microturbina a gas naturale da 30 kW, è equipaggiata con un motore a velocità variabile (da 45.000 a 96.000 giri/minuto) che, regolandone opportunamente il regime di rotazione, è in grado di modulare la produzione di energia elettrica e di calore dallo 0% al 100% della sua potenza nominale, consentendo così alla microturbina di auto adattarsi alle necessità istantanee delle utenze.

L'impianto fotovoltaico, costituito da 242 moduli fotovoltaici, ha una potenza nominale pari a circa 50 kWp, tale da garantire una produzione di energia media annua pari a circa 70.000 kWh. I moduli fotovoltaici sono stati posizionati su 3 pensiline ad ombreggiamento di parte dei parcheggi di un'area del campus del Politecnico di Bari, secondo una tipologia installativa di tipo fisso come mostrato in figura 2.



Fig. 2. L'impianto fotovoltaico e la colonnina V2G.

I moduli fotovoltaici installati sono di cinque tipi: silicio monocristallino, silicio policristallino, silicio amorfo, CIS e monocristallino di tipo N-Type. Di conseguenza, la centrale è strutturata con cinque sottocampi, così composti:

**Sottocampo 1** - costituito da n. 64 moduli di silicio amorfo a tripla giunzione su guaina, della potenza di 9,216 kWp;

**Sottocampo 2** - costituito da n. 39 moduli di silicio monocristallino, della potenza di 10,53 kWp;

**Sottocampo 3** - costituito da n. 42 moduli di silicio policristallino, della potenza di 10,5 kWp;

**Sottocampo 4** - costituito da n. 64 moduli di silicio amorfo a film sottile CIS, della potenza di 9,6 kWp;

**Sottocampo 5** - costituito da n. 33 moduli di silicio monocristallino di tipo N-Type, della potenza di 9,9 kWp;

Il gruppo di conversione è costituito da n. 5 inverter uno per ciascun sottocampo fotovoltaico, conformi alla normativa CEI 0-21. Questa configurazione consente di trattare l'impianto come unico generatore oppure come 5 generatori distinti.

Tra i sistemi di generazione si include anche un simulatore eolico in grado di simulare il comportamento reale di turbine eoliche ad asse orizzontale e verticale. Tale dispositivo è costituito da un raddrizzatore/inverter da 60kVA dotato di un microcontrollore locale che attraverso le misurazioni del vento effettuate da un anemometro installato sul tetto del laboratorio, o in funzione di una serie storica, è in grado di iniettare nella microrete la potenza che una turbina commerciale genererebbe.

Oltre a questi sistemi di generazione, la microrete integra anche due sistemi di accumulo elettrico. Il primo è costituito da due banchi di batterie al Sodio-Nichel con una capacità di accumulo pari a 180 kWh ed una potenza di scarica massima pari a 60 kW. Tale sistema è connesso alla  $\mu$ G attraverso un convertitore bi-direzionale, conforme alla Norma CEI 0-21. L'intero sistema è supportato da un Master Controller (MC) capace di monitorare in tempo reale lo stato di carica della batteria e di rispondere prontamente ai segnali di controllo provenienti dal sistema di controllo centrale della microrete.

Il secondo sistema di accumulo è costituito dal sistema vehicle-to-grid (V2G) composto da una stazione di ricarica in c.c., ospitata sotto la pensilina fotovoltaica, e due veicoli elettrici che, se collegati alla stazione di ricarica, possono essere utilizzati come sistemi di accumulo locale. La colonnina in c.c. è connessa alla  $\mu$ G attraverso un convertitore bidirezionale che consente alle batterie dei veicoli elettrici non solo di caricarsi ma anche di scaricarsi secondo dei programmi definiti dal sistema di controllo centrale sulla base di specifiche strategie di controllo che prendono in

considerazione la richiesta di carico, i segnali di prezzo di mercato, la previsione di produzione fotovoltaica ed eolica, lo stato di carica della batteria del veicolo e la presunta disponibilità dell'auto.

Tutti questi dispositivi di generazione ed accumulo sono preposti all'alimentazione di carichi reali caratterizzati dai carichi elettrici del laboratorio. In alternativa, al fine di studiare il funzionamento della microrete in differenti e ben note condizioni operative, sono stati installati all'interno del sistema due carichi programmabili, tensione e frequenza dipendenti, capaci di simulare il comportamento reale di diversi classi di carico. I carichi sono costituiti da un raddrizzatore controllato che alimenta un carico resistivo della potenza nominale di 150 kW. Il raddrizzatore può simulare anche un carico induttivo o capacitivo. Le curve di carico sono attuate attraverso un controllore locale PLC (a bordo macchina) in funzione di specifiche esigenze provenienti dal livello di controllo superiore (SCADA).

### III. ARCHITETTURA DEL SISTEMA DI CONTROLLO

La  $\mu$ G sperimentale è monitorata e controllata in tempo reale da un sistema di controllo automatico (SCADA), implementato sulla piattaforma Symphony Plus Harmony (S+) di ABB. L'uso di questa piattaforma, grazie alla logica di controllo aperta che la caratterizza, permette di testare nuove strategie di controllo per la gestione ottimale delle unità di produzione, di accumulo e di consumo. L'architettura sviluppata consente anche di integrare ulteriori segnali provenienti da reti esterne perché "normali" microreti possano divenire "smart".

L'architettura del sistema di controllo sviluppato può essere schematizzata come in figura 3. La comunicazione avviene su una rete Ethernet con connessioni in fibra ottica.

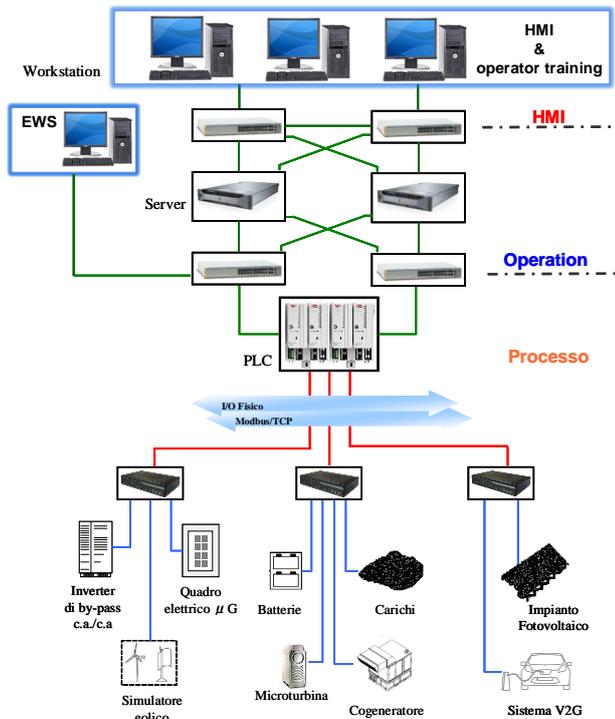


Fig. 3. l'architettura del sistema di comunicazione della  $\mu$ G sperimentale.

Nella sala controllo (vedi figura 4) sono installati tre Client S+ connessi, tramite due switch, ai due server PC di controllo

in configurazione ridondata. Due switch di campo ridondata, consentono invece di interfacciare i due server ai PLC (HPC 800) di campo.



Fig. 4. l'architettura del sistema di comunicazione della  $\mu$ G sperimentale.

La comunicazione di campo è organizzata con tre gateway collegati in maniera ridondata ai PLC HPC 800 con connessioni in fibra ottica. Ciascun gateway trasmette localmente le informazioni da/verso i PLC bordo macchina dei componenti costituenti la microrete attraverso il protocollo di comunicazione Modbus TCP/IP e con I/O fisico per le variabili critiche per il sistema.

I Client S+ consentono all'operatore, non solo di visualizzare, ma anche di gestire in maniera ottimale i componenti della microrete. S+ è un pacchetto software che consente di acquisire e gestire i parametri relativi a ciascun componente elettrico della microrete in tempo reale e mette altresì a disposizione dell'operatore interfacce grafiche per la visualizzazione, il controllo e la storicizzazione dei valori di campo con gestione degli allarmi.

Il PLC HPC 800 elabora i segnali analogici e digitali provenienti dal campo ed esegue comandi in accordo a logiche di funzionamento programmate a bordo. Il traffico dati tra i livelli Operation e Processo è gestito attraverso il modulo di comunicazione PNI 800 che instrada i pacchetti di dati in modo da evitare collisioni e sovraccarichi.

Nella figura 5 si riporta lo schema logico del sistema SCADA della microrete sperimentale.

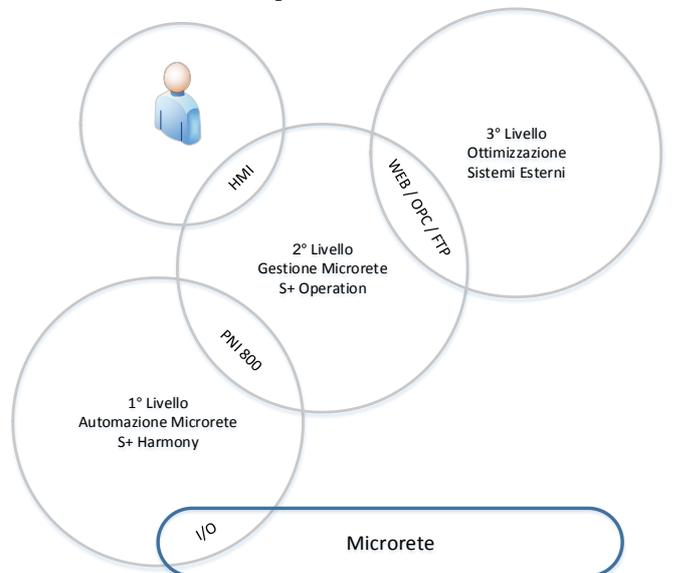


Fig. 5. Schema logico del sistema SCADA

Dal punto di vista logico lo SCADA si articola su tre livelli che a partire dal processo sono:

1° Livello: Livello di campo (acquisizione dati e controllo locale) basato sui PLC HPC 800.

2° Livello: Operation. Le funzioni di questo livello sono finalizzate alla gestione ottimale e alla sicurezza della microrete sperimentale e si distinguono in: Standard e Specifiche. Le Standard sono quelle disponibili sulla piattaforma S+ Operation. Le seconde sono state studiate e sviluppate dal gruppo di Sistemi Elettrici per l'Energia del Politecnico di Bari per soddisfare le specifiche esigenze di gestione della Microrete sperimentale.

3° Livello: Ottimizzazione Sistemi Esterni. Con questa funzione l'operatore interagisce direttamente con il sistema di controllo di campo. Esso è stato pensato per rendere il sistema disponibile alla sperimentazione di logiche di controllo innovative, a tal fine il secondo livello diventa totalmente trasparente. In altri termini, tutte le logiche in esso implementate, ad eccezione di quelle relative all'esercizio in sicurezza della rete, vengono completamente bypassate. L'implementazione dei controlli di terzo livello avviene attraverso la piattaforma di calcolo Matlab/Simulink, mentre lo scambio dei dati viene realizzato con l'OPC.

Con questa particolarità il sistema consente allo sperimentatore di attuare le diverse strategie di controllo studiate per garantire il funzionamento ottimale della microrete nelle diverse condizioni di esercizio.

#### IV. STRATEGIE DI CONTROLLO DELLA MICRORETE SPERIMENTALE.

L'architettura di controllo proposta consente di esercire la microrete sia in parallelo con la rete di distribuzione pubblica, sia in isola.

In particolare, il gruppo di Sistemi Elettrici per l'Energia (SEE) del Politecnico di Bari ha studiato e sviluppato una serie di funzioni logiche in grado di garantire il corretto funzionamento della microrete in tutti i possibili scenari di funzionamento, ovvero:

- 1) in parallelo alla rete di distribuzione pubblica (ON-grid);
- 2) nel passaggio da ON-grid a OFF-grid;
- 3) nel funzionamento in isola (OFF-grid);
- 4) nel passaggio da OFF-grid a ON-grid;
- 5) nella riconnessione in parallelo a partire da uno stato di blackout
- 6) nella riaccensione della microrete in isola (black start)

##### 1) Funzionamento in parallelo alla rete di distribuzione pubblica (ON-grid)

In questo scenario, le unità di generazione locale lavorano in sincronia con la rete di distribuzione pubblica e sono in grado di regolare la corrente erogata per seguire i set point di potenza attiva e reattiva provenienti dallo SCADA.

Le azioni di controllo sono valutate a livello centrale attraverso la risoluzione di un problema di ottimizzazione volto al controllo di esercizio ottimale della microrete. Tale controllo può essere realizzato minimizzando un'opportuna

funzione obiettivo, nel rispetto dei vincoli di uguaglianza, corrispondenti al bilancio energetico, e dei vincoli di disuguaglianza relativi ai limiti tecnici ed operativi imposti dalla sicurezza di funzionamento.

In quest'ottica, nel sistema SCADA sono state implementate da ABB due funzioni adeguatamente sviluppate da SEE per il controllo e la gestione ottimale della microrete:

1. dispacciamento economico, finalizzato a gestire in maniera ottimale le risorse energetiche del sistema locale al fine di minimizzarne i costi operativi e di gestione;
2. regolazione della tensione, a garanzia della qualità e sicurezza della fornitura di energia elettrica.

La prima funzione consiste nelle tradizionali strategie di dispacciamento economico delle sorgenti energetiche, tenendo conto del tie-line con il distributore e dei sistemi di accumulo. In particolare, le funzioni di dispacciamento implementate nello SCADA considerano le fonti rinnovabili a dispacciamento passante ed utilizzano i sistemi di accumulo per assorbire gli squilibri istantanei di potenza. Altre funzioni di Optimal Power Flow (OPF) potranno essere implementate sul terzo livello di controllo sviluppato in ambiente Matlab/Simulink che interagirà con lo SCADA attraverso la piattaforma di comunicazione OLE.

La seconda funzione attuabile dallo SCADA consiste in una strategia di controllo automatico per la regolazione in tempo reale della tensione. In questo caso, lo SCADA modula le potenze reattive fornite da ciascuno dei sistemi di generazione, al fine di minimizzare la differenza tra la tensione misurata sui loro nodi di connessione ed il valore di riferimento.

##### 2) Passaggio automatico da ON-grid ad OFF-grid

Tale funzione è in grado di gestire la disconnessione della microrete dalla rete di distribuzione pubblica permettendo così il funzionamento in modo isolato. L'isola può essere di due tipi: di emergenza o intenzionale.

L'isola di emergenza si forma quando la microrete viene accidentalmente disconnessa dalla rete di distribuzione pubblica. Questo può avvenire a causa dell'intervento del dispositivo di interfaccia che può essere causato da una serie di eventi quali: fenomeni di sotto/sovra frequenza o sotto/sovra tensione; un guasto sulla rete di distribuzione pubblica; apertura intenzionale da parte del distributore per manutenzione della rete principale, etc.

L'isola intenzionale si forma invece quando la microrete viene intenzionalmente isolata dalla rete principale. Il passaggio in isola intenzionale può essere realizzato in due modi: non-bumpless e bumpless.

La transizione *non-bumpless* avviene in seguito all'apertura volontaria dell'interruttore di by-pass o dell'interruttore generale. In questo scenario, al pari dell'isola di emergenza, è prioritaria la sopravvivenza della microrete quindi il mantenimento entro limiti predeterminati della tensione e della frequenza. Qualora i vincoli di sicurezza siano minacciati lo SCADA attuerà le opportune strategie di regolazione o, in ultima analisi, un controllo correttivo basato sul load shedding o generation shedding.

Con l'obiettivo di realizzare una microrete a partire da dispositivi facilmente reperibili sul mercato, gli apparati

acquistati sono tutti privi della funzione di droop control e funzionano come degli UPS. A questo punto il problema che ci si è posto è stato quello dell'individuazione di una unità di generazione funzionante come master, ovvero in grado di essere la macchina *voltage forming* per tutto il sistema. Per far questo, però, sarebbe necessario individuare una macchina con potenza regolante (in aumento o in diminuzione) sufficiente a compensare tutti gli squilibri che possono derivare dall'annullamento istantaneo della potenza transitante nella tie-line. Tuttavia nella microrete sperimentale nessun generatore è stato scelto con potenza regolante sufficiente ad alimentare il massimo carico, proprio al fine di sviluppare nuove strategie di controllo cooperative per la salvaguardia della sicurezza della rete nel funzionamento in isola. A tal fine, SEE ha sviluppato una strategia di regolazione basata sulla logica tipica del Master&Slave ma che prevede la compartecipazione degli altri generatori. In questa soluzione di controllo, un generatore, il Master, agisce come *voltage forming* imponendo la tensione e la frequenza nella rete isolata. In questo scenario il master agirebbe come regolatore isocrono accollandosi l'intero onere della regolazione ma, per la sua limitata potenza regolante, esso non sarebbe in grado da solo di sostenere l'intera rete. A tal fine lo SCADA coinvolge tutte le altre risorse presenti in rete alla regolazione (in aumento o in diminuzione) secondo le proprie caratteristiche di ramp-up o di ramp-down, scaricando di fatto il generatore master.

La selezione del Master può avvenire sia in maniera automatica che manuale. Se automatica, il sistema sceglierà come unità master quella macchina che in quell'istante presenta la maggiore potenza regolante. Pertanto, lo SCADA individuerà ciclicamente una macchina master. Nel caso di passaggio in isola, sia essa di emergenza o intenzionale, la macchina prescelta come master commuterà la sua logica di funzionamento da *grid following* a *grid forming*.

La commutazione *bumpless* consente di evitare che si verifichino brusche variazioni di tensione o di frequenza, riducendo così il rischio di blackout dovuto al islanding. Questa funzione è stata introdotta per consentire al gestore della microrete una disconnessione programmata della stessa dal resto del sistema. Una prima tecnica per la transizione *bumpless* consiste nel trasferire il flusso di potenza dalla tie-line all'inverter di interfaccia. In questo modo, all'apertura dell'interruttore di by-pass, la rete non subirà grandi squilibri. In questa condizione, la microrete risulterà di fatto isolata giacché l'inverter di interfaccia costituisce un disaccoppiamento fra i due sistemi. Attraverso l'inverter di interfaccia si potrà scambiare con il distributore esclusivamente la potenza ma non la fornitura di servizi ausiliari di rete destinati alla sicurezza. Lo scambio di potenza potrà avvenire secondo un piano basato su criteri economici tipici di un mercato elettrico.

La seconda modalità *bumpless* prevede una riorganizzazione della generazione, dell'accumulo e del carico all'interno della microrete perché si abbia un flusso di potenza scambiato con la rete del distributore praticamente nullo. Anche in questo caso, l'apertura dell'interruttore di by-pass o dell'interruttore generale non produrrà squilibri improvvisi nella microrete. A differenza del caso precedente in questo scenario la microrete sarà completamente isolata non potendo scambiare con il mondo esterno neanche una potenza programmata.

### 3) Funzionamento in isola (OFF-grid)

Terminata la fase di passaggio in isola di emergenza o intenzionale, lo SCADA si dovrà preoccupare della sopravvivenza della microrete. In questa condizione operativa l'obiettivo prioritario che ci si pone è la gestione in sicurezza dell'isola e, laddove si siano raggiunti dei sufficienti margini di sicurezza, anche il suo esercizio a minimo costo. Da un punto di vista metodologico, il problema si traduce in una procedura di ottimizzazione non lineare vincolata. Per garantire un sufficiente margine di potenza regolante del Master, le altre unità saranno regolate in modo tale da portare il livello della potenza prodotta dal Master al 50% della sua potenza nominale. In questo modo, qualora si dovesse verificare un disturbo il Master avrà la massima capacità di regolazione in aumento o in diminuzione. Nel caso in cui l'unità in funzione Master dovesse essere il sistema di accumulo, è necessario che la sua potenza prodotta tenda al valore zero mentre il suo *State Of Charge* (SOC) si attesti al valore del 50%. Ciò significa che se le batterie dovessero avere un valore di potenza e di SOC diversi da quelli indicati, tutte le altre unità varieranno la loro produzione per caricare o scaricare in tempi più lunghi le batterie fino a portare il SOC al 50% e, raggiunto questo valore, la potenza iniettata o assorbita dalle batterie si porterà a zero.

### 4) Passaggio da isola a parallelo rete

Su richiesta dell'operatore, lo SCADA effettuerà l'operazione di riconnessione dell'isola alla rete. A tal fine, il segnale di tensione del distributore viene inviato direttamente all'unità master che provvederà alla risincronizzazione della rete e, una volta ottenuta, un *synchrocheck* effettuerà l'ultima verifica prima di chiudere l'interruttore di by-pass o l'interruttore generale.

Se per un qualsiasi motivo la riconnessione non dovesse essere coronata da successo, il sistema effettuerà un numero prefissato di tentativi dopo i quali, se la condizione di sincronismo delle tensioni non viene raggiunta, il processo di viene interrotto e un messaggio di allarme viene visualizzato sull'HMI dello SCADA. La riconnessione dovrà pertanto essere effettuata con la procedura di black start manuale o automatica descritta al punto seguente.

### 5) Riconnessione in parallelo a partire da uno stato di blackout

La procedura di riconnessione manuale consente all'operatore di riconnettere la microrete alla rete di distribuzione e quindi, tutti i dispositivi presenti, saranno riaccesi in modo sequenziale.

### 6) Riaccensione della microrete in isola (black start)

Lo SCADA richiederà all'operatore di selezionare l'unità master o, in alternativa, assegnerà la funzione di master al generatore che, prima del blackout, assolveva a questa funzione. Solo in questo caso la funzione di master può essere assegnata anche all'inverter di interfaccia.

Il master, agendo come *voltage forming* sul sistema, rialimenterà la rete a vuoto a cui, successivamente, potranno essere connessi ed accesi tutti i generatori e i sistemi di accumulo. Consecutivamente, anche i carichi potranno essere rialimentati e, trascorso un determinato periodo di tempo necessario alla stabilizzazione della rete, anche le fonti

rinnovabili non programmabili potranno essere riconnesse alla rete. L'eolico ed il fotovoltaico, in realtà, potranno essere riconnessi se, e solo se, i livelli di carico sono compatibili con la loro generazione prevista o se il SOC delle batterie è tale da consentire l'immagazzinamento del surplus di potenza.

## V. CONCLUSIONI

La microrete sperimentale sviluppata presso il laboratorio di Sistemi Elettrici per l'Energia del Politecnico di Bari si basa su un'architettura di controllo che consente il suo esercizio in parallelo alla rete di distribuzione pubblica oppure in isola. Con l'obiettivo di acquisire un know how nella realizzazione di microreti, la microrete è stata realizzata a partire da dispositivi commerciali attualmente impiegati come uniche sorgenti di back-up per l'alimentazione di carichi isolati. In quanto tali, essi non possono essere connessi in una microrete con una filosofia di tipo plug and play, giacché essi sono, in generale, privi di droop control. Il gruppo di Sistemi Elettrici per l'Energia ha sviluppato quindi nuove metodologie atte a favorire la loro integrazione nella microrete compartecipando sinergicamente all'esercizio sicuro ed economico del sistema. L'implementazione di queste metodologie è stata realizzata da ABB sulla piattaforma Symphony Plus Harmony (S+). La logica aperta che la caratterizza consente, inoltre, di implementare nuove strategie di controllo sviluppabili dal ricercatore direttamente in ambiente Matlab/Simulink®. Questa particolarità insieme alla notevole flessibilità, configura la microrete come un utile banco di prova per la ricerca e lo sviluppo di nuovi dispositivi e componenti per applicazioni smart-grid.

## REFERENZE

- [1] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatzigiorgiou, A. Dimeas, "Microgrids management", *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol.6, no.3, pp.54-65, May-June 2008.
- [2] J. A. Peças Lopes, C. L. Moreira, A. G. Madureira, "Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol 21, no. 2, pp. 916 – 924, May 2006.
- [3] L. Shi, Y. Luo, & G. Y. Tu. Bidding strategy of microgrid with consideration of uncertainty for participating in power market. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2014, 59, 1-13.
- [4] Montoya, M., Sherick, R., Haralson, P., Neal, R., & Yinger, R.. Islands in the storm: Integrating microgrids into the larger grid. *Power and Energy Magazine, IEEE*, 2013, 11(4), 33-39.
- [5] AG Tsikalakis, ND Hatzigiorgiou. Centralized control for optimizing microgrids operation. *IEEE Trans Energy Convers* 2008;23(1):241–8.
- [6] Morais H, Kadar P, Faria P, Vale ZA, Khodr HM. Optimal scheduling of a renewable micro-grid in an isolated load area using mixed-integer linear programming. *Renewable Energy* 2010; 35(1):151–6.
- [7] Bakar, A. H. A., Ooi, B., Govindasamy, P., Tan, C., Illias, H. A., & Mokhlis, H. Directional overcurrent and earth-fault protections for a biomass microgrid system in Malaysia. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2014, 55, 581-591.
- [8] YUVARAJA, T., & Gopinath, M. (2014). Ideal Scheme of Protection in Micro-Grid System. *Machines Review*, 1(2), 48-53.
- [9] Bidram, A., & Davoudi, A. (2012). Hierarchical structure of microgrids control system. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, 3(4), 1963-1976.
- [10] Rocabert, J., Luna, A., Blaabjerg, F., & Rodriguez, P. (2012). Control of power converters in AC microgrids. *Power Electronics, IEEE Transactions on*, 27(11), 4734-4749.
- [11] Bracco S, Delfino F, Pampararo F, Robba M, Rossi M. The University of Genoa Smart polygeneration microgrid test-bed facility: the overall system, the technologies and the research challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2013;18:442e59.
- [12] Zamora, Ramon, and Anurag K. Srivastava. "Controls for microgrids with storage: Review, challenges, and research needs." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14.7 (2010): 2009-2018.
- [13] A. Vaccaro, M: Popov, D. Villacci, V. Terzija, An integrated framework for smart microgrids modeling, monitoring, control, communication, and verification. *Proceedings of the IEEE*, 2011, 99(1), 119-132.
- [14] V. Giordano, F. Gangale, G. Fulli, M.S Jimenez, et al. Smart grid projects in Europe: lessons learned and current developments. *JRC Reference Reports*, sy, 2011, 8.
- [15] Lopes, JA Peças, C. L. Moreira, and F. O. Resende. "Control strategies for microgrids black start and islanded operation." *International Journal of Distributed Energy Resources* 1.3 (2005): 241-261.