

# **Decentralized Energy Management System: soluzioni per la gestione di Virtual Power Plant e Microgrid**

Leonardo Ambrosi, Lorenzo Caldera, Claudia Guenzi, Manuela Di Fiore, Alberto Latorre,  
Fabio Zanellini

Siemens SpA Infrastructure & Cities Sector – Smart Grid Division – Energy  
Automation, via Vipiteno 4 – 20128 Milano

## **Sommario**

La crescente penetrazione della generazione distribuita, in particolare alimentata da fonti rinnovabili non programmabili, pone agli addetti del settore energetico sfide impegnative, essenzialmente legate ai nuovi scenari di esercizio delle reti elettriche, storicamente progettate e gestite per un funzionamento “top-down”. Le possibili soluzioni tecnologiche vengono solitamente fatte convergere nelle definizioni di Smart Grid, Microgrid e, più in prospettiva, Virtual Power Plant (VPP). Per l’implementazione di Microgrid e VPP sono necessari applicativi in grado, tra l’altro, di prevedere generazione e consumo di energia elettrica e termica, ottimizzando il funzionamento degli impianti di produzione e delle utenze, con l’obiettivo di ridurre i costi di esercizio e nel rispetto dei vincoli tecnici sia degli impianti di utenza che delle reti energetiche a cui essi sono connessi. L’architettura di sistema che caratterizza questi sistemi comprende dispositivi di campo, Remote Terminal Unit (RTU), infrastrutture di comunicazione e supervisione della rete e un applicativo di gestione ottimizzata dei flussi energetici (Decentralized Energy Management System o DEMS). Più specificatamente, se la realizzazione di Microgrid richiede la presenza di un coordinatore delle varie realtà di produzione e consumo che la compongono, nelle applicazioni VPP tale ruolo di coordinamento mira sostanzialmente a restituire al sistema l’immagine di un unico impianto equivalente misto che rispetti un profilo di scambio preventivamente concordato con il gestore di rete. Infine la disponibilità di questi applicativi può risultare di particolare interesse per i gestori delle reti di distribuzione, nel momento in cui questi evolvono verso il ruolo di dispacciatori locali.

## **Analisi del contesto**

Una delle principali sfide per i sistemi elettrici, e in particolare per il contesto italiano, consiste nella piena ed organica integrazione delle fonti rinnovabili nella rete elettrica. Data la loro variabilità, sorgono esigenze particolari per il controllo dei

sistemi elettrici che devono essere in grado di gestire le fluttuazioni dell'energia elettrica immessa. Essi sono stati originariamente concepiti per un funzionamento di tipo "top-down", dove la produzione di energia elettrica è concentrata in grossi impianti che inviano la potenza prodotta ai centri di carico secondo un flusso monodirezionale. Con la diffusione della Generazione Distribuita (GD) questa direzione prevalente non esiste più, in quanto la rete di distribuzione evolve da "passiva" ad "attiva": la cosiddetta inversione del flusso di potenza non si sperimenta solamente lungo le dorsali MT e BT, ma aumenta anche il numero di Cabine Primarie ed il numero di ore/anno in cui si registra la risalita della potenza dalla sezione MT a quella AT. Ciò comporta l'insorgere di una serie di criticità anche sulla rete di sub trasmissione.

Si rendono così necessari nuovi strumenti per lo sviluppo e la gestione delle reti elettriche dal momento che il rispetto dei vincoli di rete non può passare soltanto attraverso il potenziamento del sistema di trasmissione che è una soluzione spesso intempestiva per vari motivi [1], tra cui i complessi iter autorizzativi [2]. Servono inoltre nuovi criteri di gestione e soluzioni tecniche innovative per contenere gli oneri di conduzione del sistema. La conseguenza sarà che le reti dovranno evolvere nella direzione di una maggiore flessibilità, efficienza ed affidabilità; dovranno in altri termini diventare intelligenti (Smart Grid) per integrare in maniera efficace ed efficiente la GD e più in generale le Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP). In tale contesto, la possibilità di coordinare il funzionamento di impianti di produzione di taglia medio piccola, abilitandone la partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), consentirebbe da un lato di prendere parte alla gestione del sistema e dall'altro una maggior valorizzazione dell'energia scambiata con la rete, quantificando opportunamente i servizi di rete forniti

La massiccia presenza di impianti di GD da FRNP, attualmente non abilitate a fornire servizi di dispacciamento, unita alla loro taglia generalmente medio piccola, fa sì che oggi essi non siano attori pienamente coinvolti nell'esercizio del sistema elettrico nazionale. Allo stato attuale, la differenza tra l'energia effettivamente immessa ed il programma di produzione costituisce una criticità per l'attività di dispacciamento: anche se la produzione da FRNP viene prevista con le migliori tecnologie oggi a disposizione, restano comunque dei margini di incertezza che si traducono in uno sbilanciamento residuo in tempo reale. Molti impianti classificabili come GD, se considerati singolarmente, non hanno sufficiente capacità, flessibilità o controllabilità per contribuire alla gestione del sistema o interagire con il mercato. Di contro, un impianto di produzione tradizionale connesso alla rete di trasmissione può interagire direttamente con i mercati dell'energia offrendo servizi o stipulando contratti, attraverso una diretta comunicazione con il TSO, contribuendo alla gestione del sistema. La generazione o altri servizi associati possono essere venduti attraverso il mercato, nelle sessioni riservate ai cosiddetti servizi ancillari.

## **La gestione della Microgrid**

Una peculiarità della generazione distribuita è la sua prossimità ai centri di consumo, caratteristica che comporta un minor sfruttamento delle infrastrutture di distribuzione e trasmissione e conseguenti minori perdite di rete, rispetto all'architettura tradizionale, in cui l'energia elettrica proviene da grossi impianti di produzione,

solitamente lontani dai centri di consumo. Anche per questo motivo, la generazione diffusa da impianti a fonte rinnovabile può contribuire a ridurre la dipendenza dai combustibili fossili, e con essi le emissioni di anidride carbonica e di inquinanti (NOx, CO, ecc.). La gestione aggregata di carichi e generazione locale sia termici che elettrici potrebbe offrire anche a piccole realtà la possibilità di partecipare al mercato dell'energia e, in futuro, anche a quello dei servizi ancillari, consentendo al contempo un esercizio più efficiente e la possibilità di far fronte tramite la generazione locale a eventuali periodi di fuori servizio della rete elettrica pubblica [3]. E' in questi punti fondamentali la forza delle microgrid, un sistema energetico limitato geograficamente e composto da impianti di generazione distribuita, carichi e eventuali sistemi di accumulo di energia elettrica e termica. La microgrid può essere connessa o meno alla rete elettrica pubblica. Una microgrid (figura 1) massimizza i benefici ottenibili da impianti di generazione distribuita e può essere in grado di operare in modalità in isola (o off-grid) se provvista di idonei sistemi di controllo della tensione e frequenza.

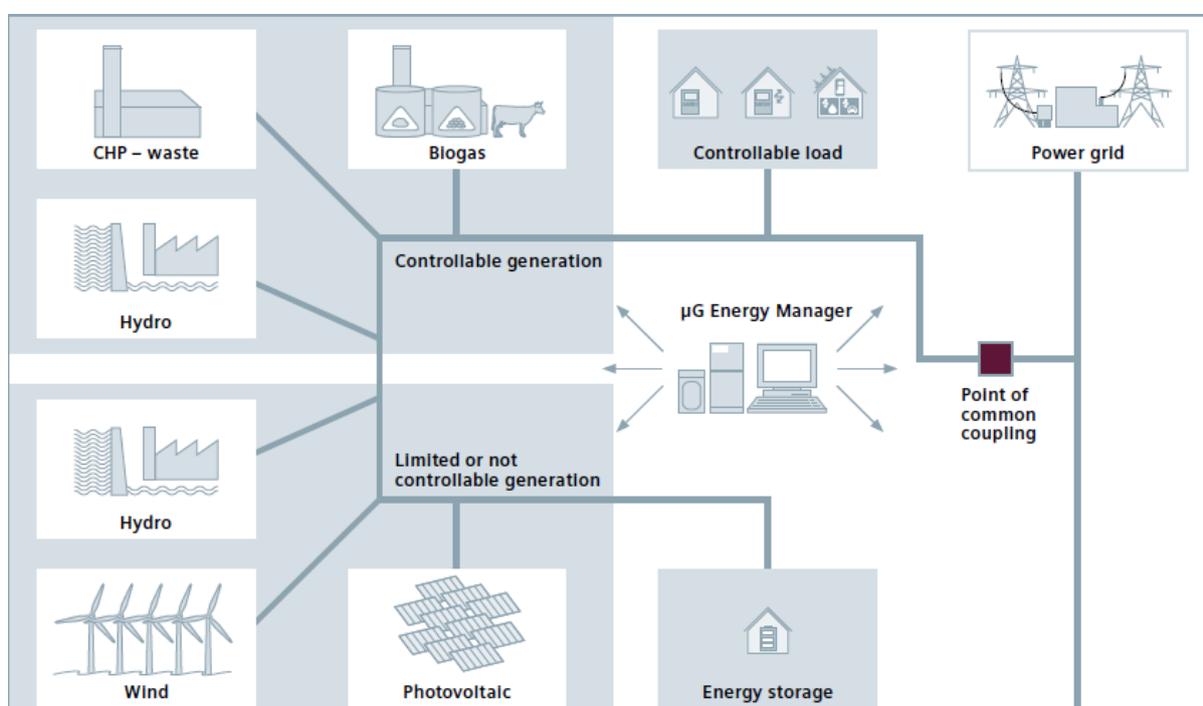


Figura 1: Schema di una microgrid [11]

Quando la microgrid è connessa alla rete, l'operatore può, in base a valutazione di opportunità economica. Immettere o prelevare energia, piuttosto che variare la potenza prodotta dai generatori, quella consumata dai carichi o quella stoccata nei dispositivi di accumulo dell'energia.

Un'ampia varietà di situazioni impiantistiche può essere interessata a tali soluzioni; ad esempio si pensi ai campus universitari, dove questo tipo di applicazione può essere conveniente sia in termini economici che di affidabilità oltre a poter essere considerata interessante per obiettivi di ricerca.

Un'altra possibile applicazione è in contesti quali le basi militari, in cui è fondamentale l'affidabilità del sistema, la possibilità di essere operativi anche in caso di problemi della rete e la possibilità di riduzione dei costi di gestione.

Le microgrid possono essere considerate un'ottima opportunità anche in contesti civili e commerciali, laddove ad esempio sono presenti impianti di generazione di energia elettrica e termica e eventuali carichi modulabili.

In campo industriale la microgrid è da considerarsi un'applicazione strategica in contesti che hanno nella fornitura di energia elettrica e termica per il processo un elemento cruciale e la cui mancanza comporterebbe gravi perdite economiche (ad esempio industrie chimiche, petrolchimiche e farmaceutiche). Ad esempio, quando un insediamento produttivo necessita di un grande quantitativo di vapore di processo, il gestore del sito potrebbe valutare la possibilità di installare un impianto cogenerativo che garantirebbe sia una riduzione del costo dell'energia che un incremento dell'affidabilità della fornitura energetica. La connessione alla rete, in questo caso sarebbe solo di integrazione o di emergenza [11].

C'è inoltre la possibilità, come già accennato di poter partecipare al mercato elettrico dell'energia e a quello della riserva sia primaria che secondaria (laddove la legislazione lo consenta).

In generale, i sistemi di gestione delle microgrid devono comprendere un software di monitoraggio e controllo che includa le funzioni di SCADA, di energy manager, di riconfigurazione del sistema e di black start dopo un fuori servizio. In questo documento si descriverà diffusamente l'applicativo DEMS di Siemens, che nell'ambito dell'architettura di una microgrid assolve la funzione di Energy Manager.

## **La gestione dei Virtual Power Plant (VPP)**

Un'interessante possibilità per estendere la partecipazione alla conduzione del sistema elettrico agli impianti di produzione di taglia medio piccola ed anche agli utenti passivi è la creazione di Virtual Power Plant (VPP). Un VPP è un aggregato di impianti di GD e/o di utenze elettriche integrati per agire come una singola unità verso il sistema esterno. Il VPP può essere composto da unità di generazione molto diverse tra di loro quali impianti fotovoltaici, eolici, idroelettrici, a biomasse etc e può comprendere anche centri di consumo (il concetto è rappresentato graficamente in Figura 2).

Le unità possono essere dislocate in un'unica area (si ricade in questo caso nella microgrid descritta in precedenza), o a grande distanza tra loro (si parla in questo caso di VPP). Un VPP si presenterà al mercato elettrico come un'unica grande unità di produzione/consumo "tradizionale", in grado di prevedere e garantire il profilo di scambio con il sistema e di fornire servizi ancillari alla rete elettrica. Un VPP non aggrega semplicemente la capacità dei diversi impianti che lo compongono, ma crea anche un profilo operativo dalla composizione dei parametri caratteristici di ogni unità, incorporando vincoli anche non direttamente legati alla produzione di energia elettrica, quanto piuttosto imposti da eventuali processi industriali legati alla generazione presente nella VPP (ad esempio generazione combinata di energia elettrica e termica).

In generale si parlerà di Commercial Virtual Power Plant (CVPP) per aggregati il cui scopo principale è quello di partecipare alle varie sessioni dei mercati dell'energia e dell'MSD e di Technical Virtual Power Plant (TVPP) per aggregati in cui, oltre alle opportunità di mercato di cui sopra, si tengono in considerazione i vincoli operativi di

rete, ottenendo così dei piani di produzione/consumo implicitamente rispettosi dei requisiti di esercizio del sistema di distribuzione elettrica.

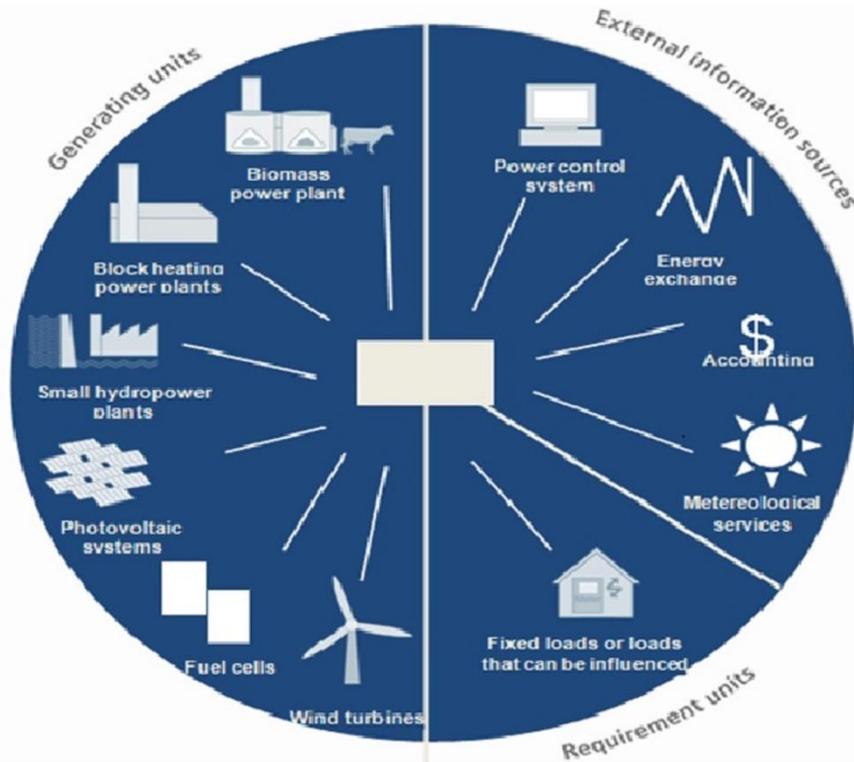


Figura 2: Struttura del Virtual Power Plant/Microgrid

Un CVPP (a meno di vincoli legislativi o tecnici) può essere distribuito su un vasto territorio e ciascun utente può eventualmente scegliere a quale CVPP fare riferimento per partecipare al mercato elettrico. Il CVPP, partendo dalla conoscenza di tutte le caratteristiche tecniche ed economiche degli impianti che lo compongono, presenterà le proprie offerte al mercato elettrico con l'obiettivo di massimizzare la valorizzazione economica dell'energia immessa in rete o ridurre l'onere economico associato al prelievo della stessa. In base poi agli esiti di mercato e all'energia effettivamente scambiata da ogni unità (che può essere diversa da quella programmata, come capita per gli impianti di produzione da fonte rinnovabile non programmabile o FRNP), saranno stabilite le partite economiche relative ai singoli utenti.

Un TVPP è invece un aggregato di unità di generazione/consumo afferenti ad una comune rete elettrica di distribuzione. Per poter operare in maniera ottimale, un TVPP dovrà disporre di una dettagliata conoscenza della rete locale e dei relativi vincoli di esercizio ed in questo senso, la figura più adatta a svolgere il ruolo di aggregatore potrebbe essere il Distribution System Operator (DSO).

Un'ulteriore considerazione riguarda l'impiego, in applicazioni VPP, di una tecnologia che sta guadagnando un crescente interesse, in particolare per l'integrazione in rete delle FRNP, ovvero l'accumulo elettrochimico. Si tratta di una delle risorse più flessibili per la gestione del sistema elettrico, in grado di assorbire e rilasciare energia senza le inerzie tipiche degli impianti tradizionali. Essa può inoltre essere

impiegata per vari scopi, quali il livellamento della curva di immissione e/o prelievo, la risoluzione delle congestioni di rete, la costituzione di riserva di potenza per il sistema, la disponibilità della funzione di black-start ed il miglioramento della qualità del servizio attraverso la compensazione di disturbi, quali sovratensioni, buchi di tensione e flicker. In Italia, l'impiego dei sistemi di accumulo elettrochimico è oggetto di interesse in molti progetti in fase di realizzazione da parte di Enel Distribuzione e Terna. La prima ha installato sulla rete di distribuzione in media tensione un sistema di accumulo Siemens SIESTORAGE, nell'ambito del progetto Smart Grid incentivato da AEEG [4][12], per studiarne l'impiego per funzioni quali black-start, controllo della tensione di linea e peak shaving. Terna ha invece pianificato l'installazione di diversi sistemi di accumulo [5] e recentemente si è vista approvare da AEEG alcuni progetti pilota, sia in ambito di gestione dei flussi energetici [6] che per funzioni legate ad altri aspetti di sicurezza del sistema [7].

## **Microgrid e VPP: Architettura del sistema**

Per l'implementazione di VPP e Microgrid non si può prescindere dalla disponibilità di:

1. Un sistema di gestione dell'energia che controlli, programmi ed ottimizzi il funzionamento delle unità decentralizzate di produzione/consumo
2. Un sistema di previsione dei carichi elettrici a brevissimo (1 ora) e a breve/medio termine (1/7 giorni)
3. Un sistema di previsione per la generazione da fonte rinnovabile, in grado di utilizzare le previsioni meteorologiche per stimare la generazione di impianti eolici e fotovoltaici
4. Un sistema di gestione dei dati energetici che raccolga ed archivi i dati richiesti per procedere ai calcoli di ottimizzazione e alle previsioni (ad esempio profili di generazione e carico), considerando anche i vincoli contrattuali di approvvigionamento ed eventuale cessione di energia in rete
5. Un potente front-end che consenta la comunicazione tra il sistema di gestione dell'energia e le unità decentralizzate.

Per poter operare, i VPP e le Microgrid richiedono una comunicazione bidirezionale tra le unità di produzione/consumo decentralizzate ed il centro di controllo. Per le unità di grandi dimensioni è possibile utilizzare sistemi di telecontrollo convenzionali basati su protocolli industriali standard come IEC 60870-5-101, 60870-5-104 o IEC 61850 (vedi Figura 3).

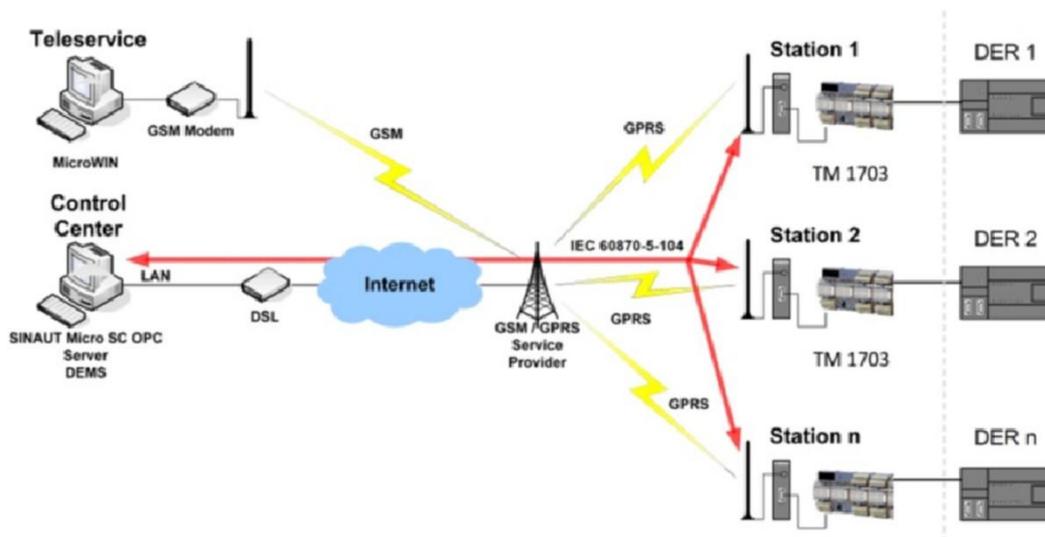


Figura 3: Esempio di architettura di Virtual Power Plant (fonte Siemens)

La pianificazione del funzionamento di VPP e Microgrid e tutte le applicazioni di programmazione richiedono previsioni effettuate con una sufficiente precisione. Per la caratterizzazione delle previsioni dovranno essere utilizzati diversi dati operativi, come l'errore di previsione medio o assoluto giornaliero o ancora per il periodo di tempo di previsione. I requisiti impiegati per definire i metodi di previsione possono cambiare in base all'obiettivo della gestione (la riduzione dei costi operativi, la partecipazione ai mercati dell'energia o il supporto al funzionamento della rete, etc). Se, ad esempio, l'obiettivo primario fosse quello di ridurre il picco di carico o le risorse di regolazione, la previsione dovrebbe essere molto precisa durante i periodi di picco o in quelli caratterizzati da prezzi elevati nel mercato dei servizi di dispacciamento. Inoltre gli algoritmi di previsione devono essere in grado di adeguarsi rapidamente alle nuove situazioni. Un esempio potrebbe essere un VPP gestito da una società di servizi energetici che deve essere in grado di adattarsi continuamente ai cambiamenti nella struttura della clientela.

Il dispacciamento delle unità di produzione, accumulo e carico flessibile è poi effettuato sulla base dei risultati degli algoritmi di previsione e della situazione rilevata in tempo reale e deve tener conto dei vincoli imposti dai contratti di fornitura/immissione di energia esistenti e delle regole di accesso e partecipazione al mercato. Tali attività di programmazione dell'esercizio sono complesse (dato l'elevato numero di variabili presenti) e ricorsive e devono pertanto basarsi su procedure di calcolo automatico veloci ed affidabili. La gestione di VPP o Microgrid, data la loro struttura articolata, richiede di fatto l'impiego di complessi modelli matematici per l'ottimizzazione. E' richiesta poi una notevole precisione in quanto l'impiego di modelli approssimativi potrebbe portare a risultati di ottimizzazione non realizzabili dai dispositivi controllati. Inoltre l'algoritmo deve essere sufficientemente veloce da permettere il controllo in linea del VPP: ad esempio se si verificasse un

disallineamento tra scambio di energia con la rete programmato e misurato, l'algoritmo dovrebbe aggiornare la soluzione ottimale precedentemente determinata entro il periodo rilevante per il mercato di dispacciamento.

## **Strumenti per la gestione di risorse energetiche decentralizzate e Microgrid**

Sulla base del contesto descritto nel paragrafo precedente, Siemens ha sviluppato un pacchetto software per la gestione energetica di VPP e Microgrid [8]. Tale sistema è denominato DEMS (Decentralized Energy Management System). Tramite DEMS è possibile gestire ed organizzare in maniera efficiente la propria attività in campo energetico e sfruttare le nuove possibilità di business sorte con la liberalizzazione dei mercati dell'energia. La struttura modulare e scalabile di DEMS permette di adattarsi ad ogni scenario e consente la gestione dei VPP/Microgrid da parte di operatori di rete, energy vendor, power broker ad altri attori coinvolti nella gestione efficiente delle fonti energetiche. Esso non si sostituisce alle apparecchiature di automazione necessarie per il funzionamento in tempo reale dei componenti di un VPP/Microgrid, ma ne determina il programma ottimo di esercizio secondo diversi obiettivi.

Devono, infatti, essere disponibili dispositivi di gestione e automazione locali che consentano il funzionamento di base delle unità di potenza decentralizzate e che garantiscano la sicurezza delle persone e dei componenti.

Per poter modellizzare al meglio la VPP/Microgrid il software dispone di un'ampia gamma di "model elements" suddivisi nelle seguenti classi:

- Contract → classe utilizzata per modellizzare contratti per l'acquisto e la vendita di energia elettrica, le offerte sul mercato dell'energia, i contratti per la fornitura di gas metano o altri fluidi primari ed i possibili vincoli sulle emissioni
- Converter unit → classe utilizzata per modellizzare le diverse macchine che operano la conversione energetica con uno (o due) input ed uno (o due) output come ad esempio turbine, caldaie, pompe, fuel cells, impianti di gassificazione da biomasse, ecc...
- Battery Unit → classe utilizzata per modellizzare i dispositivi di accumulo elettrochimico
- Storage Unit → classe utilizzata per modellizzare lo stoccaggio di acqua calda, vapore, flywheels e storage di energia primaria
- Renewable Unit → classe utilizzata per modellizzare turbine eoliche, impianti fotovoltaici, impianti CSP, impianti idroelettrici ad acqua fluente ed impianti geotermici
- Fixed Demand → classe utilizzata per modellizzare la domanda di energia non flessibile (che deve sempre essere soddisfatta in qualsiasi condizione)
- Interruptible Demand → classe utilizzata per modellizzare la domanda di energia che può essere interrotta (o ridotta) temporaneamente senza che sia necessario recuperarla successivamente (ad esempio impianti di illuminazione, ventilatori, ...)
- Controllable Demand → classe utilizzata per modellizzare la domanda di energia che può essere controllata interrompendola (o riducendola)

temporaneamente, ma che deve essere “recuperata” successivamente (ad esempio sistemi di condizionamento, colonnine per la ricarica dei veicoli elettrici, ...)

- Mixing element → classe utilizzata per modellizzare insiemi di macchine di conversione
- Linking element → classe utilizzata per modellizzare le perdite di rete, i vincoli del sistema e le emissioni
- Balance node → i dati di input / output dei diversi elementi del modello sono collegati tra loro da “balance node” (nodi di bilanciamento) in grado di definire la topologia dei flussi energetici del sistema.

Le applicazioni di pianificazione modellano tutti i costi e ricavi e considerano i vincoli operativi per i vari flussi energetici e i relativi vettori, indipendentemente dal fatto che si tratti di energia elettrica, acqua calda, vapore, fluidi di raffreddamento o emissioni. DEMS fornisce poi la capacità di controllare e supervisionare tutte le unità di generazione, di stoccaggio ed i carichi flessibili e dispone inoltre di funzionalità di controllo volte a mantenere un profilo concordato di produzione / consumo di energia elettrica sul punto di scambio con la rete elettrica o di distribuzione di fluidi primari, ad esempio il gas.

Come si evince dalla Figura 4, sono presenti tutti i moduli tipici dei sistemi di controllo di potenza, il front-end di comunicazione, l'interfaccia utente e gli strumenti di archiviazione e di reporting. Inoltre sono presenti applicazioni avanzate quali le previsioni di carico, quelle di generazione da fonti rinnovabili oltre a quelle di programmazione e di controllo della generazione. Tali moduli sono brevemente descritti di seguito.

Il **modulo relativo alle previsioni meteo** fornisce i dati importati/calcolati delle previsioni del tempo utilizzati come input per gli altri moduli funzionali. La funzione “previsioni meteo” può importare i dati delle previsioni meteorologiche fornite da fonti esterne, come servizi di previsione meteorologica. Nel caso in cui vi siano apparecchiature che misurino localmente le condizioni meteorologiche presso le unità decentralizzate, le previsioni meteo esterne importate vengono adattate alle misurazioni effettuate nel sito locale, utilizzando un apposito algoritmo di correzione.

Il **modulo relativo alla previsione dei carichi** fornisce una previsione calcolata per più classi di carico. I dati di base necessari sono le serie storiche misurate nella risoluzione temporale delle funzioni di pianificazione. Un modello lineare consente la modellazione del comportamento della domanda in funzione di variabili influenti, come i tipi di giorno, le variabili meteorologiche o i piani di produzione programmati.

Il **modulo relativo alla previsione della generazione** calcola la produzione attesa dagli impianti da fonti energetiche rinnovabili basandosi sulle condizioni meteorologiche previste. L'algoritmo di previsione consiste in una trasformazione lineare a tratti di due variabili meteo secondo una matrice di trasformazione data (ad esempio velocità e direzione del vento per le unità eoliche oppure intensità della radiazione e temperatura ambiente per gli impianti fotovoltaici). La matrice di trasformazione prende in considerazione anche le misurazioni storiche di potenza e meteorologiche disponibili.

Il **modulo relativo alla programmazione dell'esercizio** determina lo unit commitment ed i set point di funzionamento per tutte le unità flessibili come le unità di produzione, di accumulo ed i carichi modulabili. La funzione obiettivo è la

differenza tra ricavi e costi operativi, ovvero il profitto di esercizio del VPP in esame. Nella programmazione si considerano i parametri degli elementi del modello e la loro connessione topologica, vengono definite le informazioni economico- finanziarie, nonché i parametri tecnici, ambientali, contrattuali ed i vincoli del VPP / Microgrid. La procedura di unit commitment utilizza la tecnica di ottimizzazione MILP (Programmazione lineare a variabili miste) per risolvere il problema di programmazione dell'esercizio.

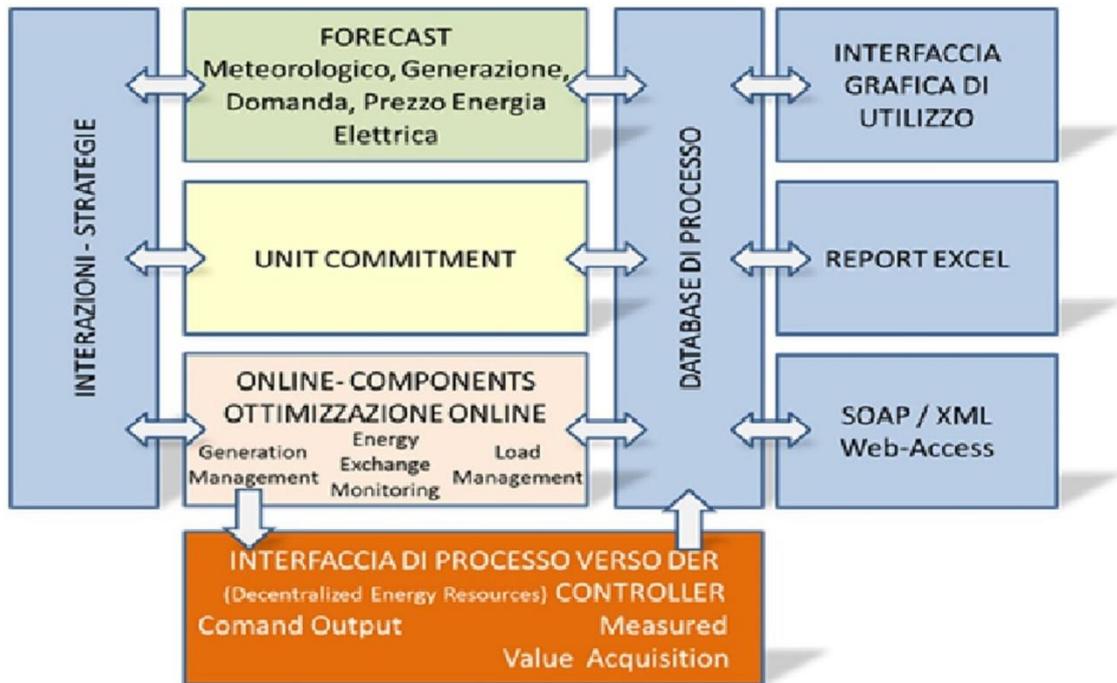


Figura 4: Architettura DEMS

Il modulo relativo al **controllo automatico di generazione** consente di effettuare il controllo e la supervisione di tutte le unità di stoccaggio e generazione presenti nella Microgrid. Questo modulo è in grado di calcolare per ogni unità i set point di regolazione ed i comandi di avvio/arresto, in base ai parametri unitari (potenza massima e minima, gradienti di potenza, contenuto energetico), alla modalità di controllo (indipendente, manuale, programmata, controllata) e allo stato effettivo (avvio, online, controllabile a distanza, disturbato) dell'unità. Per ogni unità i comandi e i set point calcolati vengono trasmessi attraverso l'interfaccia di comunicazione e determinano l'aggiornamento del funzionamento delle unità ai nuovi valori di riferimento. In caso di guasto di un'unità, il modulo di controllo di generazione può avviare automaticamente il calcolo di unit commitment (programmazione dell'esercizio) per forzare una riprogrammazione delle restanti unità nelle mutate circostanze, prendendo in considerazione anche tutti i vincoli integrali.

Inoltre, il modulo di controllo automatico permette la supervisione di tutti i carichi flessibili del VPP / Microgrid. Questi carichi sono suddivisi in varie classi: carico fisso (quindi effettivamente non controllabile), regolabile e commutabile. Ciascuna di esse

può contenere uno o più gruppi di carico aventi una diversa priorità. Ogni gruppo di carico riceve comandi di commutazione o regolazione; gli stati aggiornati e le misurazioni della domanda energetica sono implementati dal front-end di comunicazione. Entrando più nello specifico, il modulo considera la modalità di controllo della classe di carico (indipendente, di programmazione o di regolazione), lo stato di commutazione, il consumo corrente ed il tempo di ritardo del controllo dei gruppi di carico. Se necessario, viene effettuato un distacco di carico a rotazione tra tutti i gruppi appartenenti a ciascuna classe. La gestione ottimizzata, calcolata dal modulo di programmazione, costituisce la base per il controllo nelle modalità di funzionamento "programmazione" e "regolazione".

Sempre nell'ambito del controllo automatico della generazione, il DEMS dispone di un **blocco funzionale di monitor di scambio**, che calcola la deviazione dallo scambio di energia elettrica programmato per il periodo in esame (15, 30 o 60 minuti) ed le azioni correttive eventualmente necessarie per minimizzare la deviazione rilevata. La correzione di potenza totale necessaria viene distribuita tra tutte le risorse di produzione/consumo che si trovano in modalità di controllo "regolazione" e i corrispondenti set point vengono inviati alle unità attraverso il front-end di comunicazione. In questo modo è possibile rispettare il profilo di prelievo/immissione previsto e rispettare così accordi di fornitura.

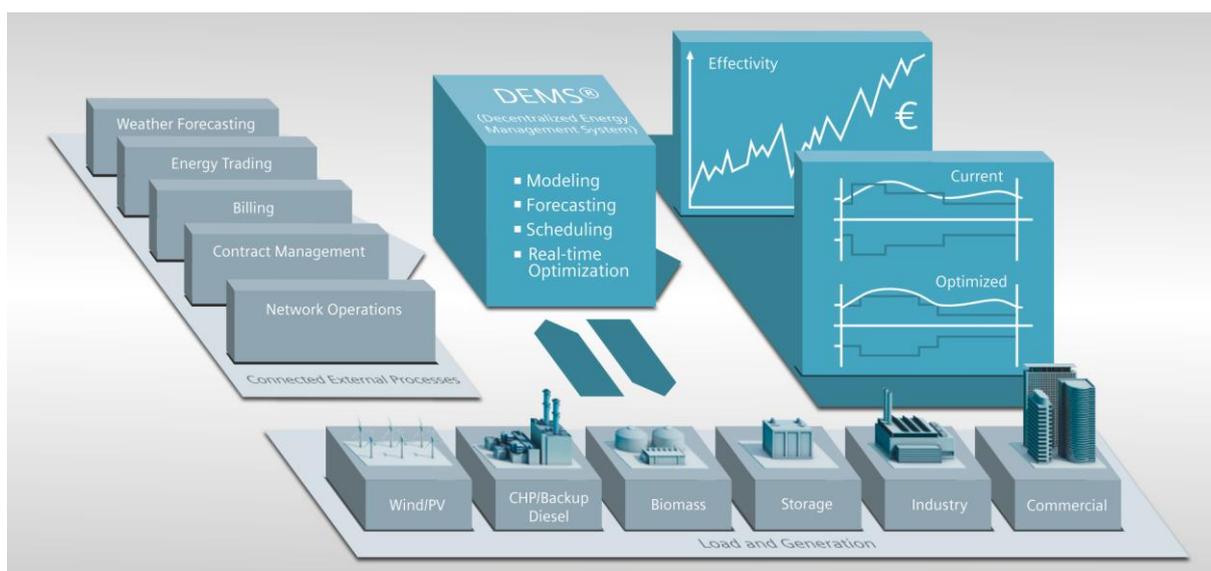


Figura 5: Funzionalità DEMS

## Applicazioni pratiche di DEMS

Il DEMS è stato utilizzato in vari progetti di gestione di Microgrid come la Smart Polygeneration Microgrid (SPM) del campus universitario di Savona o il progetto europeo FENIX (Flexible Electricity Networks to Integrate the eXpected energy evolution) per la gestione di un Virtual Power Plant.

## La Smart Polygeneration Microgrid del campus universitario di Savona

La Smart Polygeneration Microgrid (SPM) è un progetto innovativo realizzato nel campus universitario di Savona; si tratta di un impianto pilota per la ricerca, lo sviluppo e la sperimentazione di strategie di gestione e studio di dispositivi e componenti per applicazioni in campo smart grid. La microgrid è composta da differenti unità GD integrate in una rete di distribuzione in bassa tensione. Le principali apparecchiature e unità di generazione della SPM sono:

- 2 microturbine a gas naturale, che, tramite un recuperatore di gas esausti, lavorano in regime cogenerativo. Le rispettive potenze sono di 65 kW e 112 kWth per quella di taglia superiore e 27 kW e 54 kWth per quella di taglia inferiore.
- 3 unità Concentrating Solar Power (CSP, da 1 kW e 3 kWth ciascuna). I CSP sono parabole solari a concentrazione ad inseguimento solare accoppiate a motori Stirling connessi a generatori a magneti permanenti
- Sistema di accumulo elettrochimico basato su tecnologia sodio-cloruro di Nichel. Il sistema è costituito da un container contenente: rack di batterie ad alta temperatura a sodio cloruro di nichel ( $\text{NaNiCl}_2$ ), un BMS (Battery Management System), il dispositivo di conversione AC/DC e le apparecchiature di protezione, comando e controllo. Le batterie sono caratterizzate da una efficienza di round trip di circa 85 % e la potenza del convertitore di 65 kW, mentre la capacità del sistema di accumulo è pari a 140 kWh.
- un impianto fotovoltaico installato sulla copertura di una palazzina del campus con potenza di picco pari a 80 kWp
- 2 caldaie da 500 kWth alimentate a gas naturale
- Punti di ricarica per veicoli elettrici che permettono di approfondire possibili impieghi dei veicoli elettrici come carichi controllabili per realizzare funzioni di demand response o persino come punti di accumulo elettrico supplementare.

La microgrid è connessa alla rete esterna tramite un trasformatore MT/BT. La rete all'interno della microgrid è un anello con un quadro principale ed altri 4 quadri a cui sono connessi i vari generatori e carichi (si veda Figura 6).

L'intera microgrid è gestita da DEMS che svolge le funzioni di pianificazione delle unità e supervisione e gestione in tempo reale, interfacciandosi inoltre con lo SCADA locale. Nella sala di controllo sono presenti due server in cui operano SICAM e DEMS, un server è utilizzato per il normale funzionamento mentre l'altro è utilizzato come backup in modo da aumentare l'affidabilità del sistema. DEMS importa in modo automatico le previsioni meteo ricevute da un servizio di previsione meteorologica locale che saranno poi impiegate per eseguire i successivi calcoli di previsione della generazione da fonte rinnovabile e dei profili di carico elettrici e termici. Quotidianamente il sistema esegue la pianificazione delle unità programmabili, in un'ottica di ottimizzazione economica della gestione della microgrid. E' garantito il funzionamento in modo automatico dell'intero sistema tramite l'invio di set point e comandi di accensione-spegnimento. DEMS esegue un monitoraggio in tempo reale delle unità e dello scambio di energia con la rete pubblica; ogni variazione rispetto a quanto pianificato viene distribuita ciclicamente, secondo il criterio del minimo costo marginale, tra i generatori, storage e carichi che possono essere controllati.

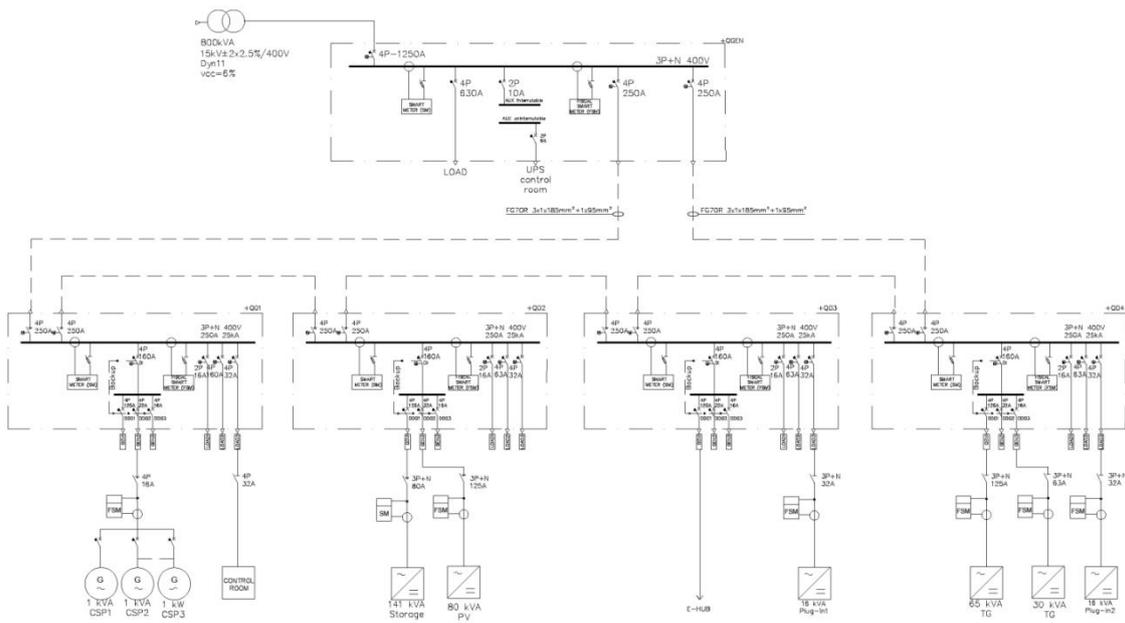


Figura 6: schema unifilare del sistema di potenza della SPM del campus di Savona

L'operatore può monitorare il corretto funzionamento della microgrid, modificare set point o rimuovere-aggiungere le unità controllate da DEMS dalla sala di controllo o tramite uno dei terminali remoti presenti nel campus. Inoltre tramite lo SCADA è possibile visualizzare e gestire allarmi, controllare e comandare lo stato degli interruttori. Il sistema di comunicazione è costituito da due switch situati nella sala controllo, più i quattro presenti nei quadri elettrici. Gli switch sono connessi ad anello in fibra ottica come rappresentato in figura 7.

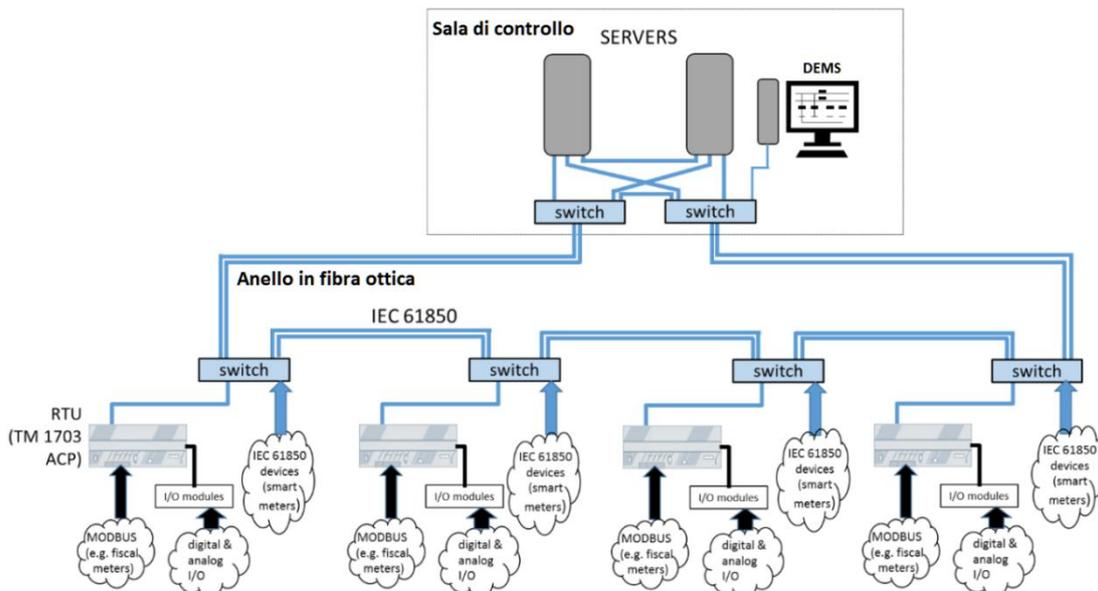


Figura 7: schema del sistema di comunicazione della SPM

Tale configurazione definita "dual counter rotating" permette un'elevata affidabilità, dovuta alla ridondanza dell'anello di comunicazione e dal fatto che, in caso di guasto di un singolo nodo o collegamento, la comunicazione è comunque assicurata.

Nei quadri sono presenti RTU Siemens modello TM1703 ACP che raccolgono le informazioni provenienti dalle varie unità tramite appositi moduli I/O analogici e digitali. Le RTU svolgono inoltre la funzione di gateway con il campo (con protocolli quali profibus, modbus e protocolli proprietari) e con l'anello (dove la comunicazione avviene con protocollo IEC 61850) [10].

La realizzazione della SPM è legata al conseguimento di tre obiettivi principali: la produzione di energia elettrica e termica con riduzione delle emissioni di gas serra ed inquinanti, la riduzione dei costi di approvvigionamento energetico e gli obiettivi di ricerca e sviluppo di strategie di gestione delle smart grid [10].

## **PROGETTO FENIX**

Il progetto denominato FENIX (Flexible Electricity Networks to Integrate the eXpected energy evolution) è un progetto pilota di collaborazione europea, parzialmente finanziato dalla Commissione Europea nell'ambito del "6<sup>th</sup> European Community Framework Program for Research, Technological Development and Demonstration". FENIX è stato lanciato nell'Ottobre 2005, è durato 4 anni e ha visto la partecipazione di 20 tra partner industriali, utilities, centri di R&D ed università. Le realizzazioni in campo sono avvenute in Spagna (precisamente a Bilbao), nei Paesi Baschi e a Londra [8][9]. I risultati conseguiti con questo progetto, particolarmente importante vista la rilevanza dei soggetti coinvolti e la complessità delle realizzazioni dimostrative, sono ancor'oggi attuali e utili a dimostrare i benefici conseguibili attraverso l'implementazione dei VPP.

Nel seguito ci si concentra sulla descrizione dei risultati ottenuti in Spagna, in cui si è realizzato un VPP partendo da numerose unità di GD (situate principalmente tra le città di Bilbao e Victoria, nella provincia di Alava). In quest'area l'ente Red Eléctrica de España gestisce la rete di trasmissione mentre la società Iberdrola gestisce quella di distribuzione. Le unità di GD coinvolte presentavano differenti taglie e fonti energetiche primarie (idroelettrica, biomassa, fotovoltaica e eolica): il VPP risultante era caratterizzato da una potenza installata complessiva di 168 MW. Il contesto entro cui era inserito il VPP prevedeva una rete di distribuzione elettrica di proprietà di Iberdrola Distribución (IBD), con un carico di picco di circa 320 MW a due livelli di tensione, con connessione alla rete di trasmissione tramite 4 cabine primarie con potenza di trasformazione installata totale pari a 480 MVA.

Gli obiettivi del progetto consistevano nel dimostrare la possibilità che un VPP potesse partecipare al Mercato elettrico del Giorno Prima (MGP) e al mercato dei servizi ancillari contribuendo anche a fornire riserva terziaria e, attraverso l'iniezione in rete di potenza reattiva, a mantenere i profili ottimali di tensione.

Partecipando al CVPP, ogni unità di produzione rende disponibili tutti i propri parametri operativi a DEMS: tali dati di ingresso vengono aggregati in maniera da creare un singolo profilo di VPP dato dalla combinazione di quelli di tutte le unità secondo una logica di ottimizzazione dei costi di esercizio e dei ricavi conseguibili dalla vendita dell'energia.

Per questa applicazione, sono state attivate in DEMS alcune funzionalità aggiuntive, come l'interfaccia tra il VPP e i gestori delle reti di trasmissione e distribuzione (TSO e DSO). Il profilo di immissione presentato dal CVPP dovrà essere validato dal DSO, che dovrà verificarne l'ammissibilità rispetto ai vincoli tecnici operativi e imporre le eventuali modifiche per il rispetto dei medesimi. A sua volta il DSO presenta il proprio profilo di immissione al TSO per le analoghe verifiche di compatibilità con i vincoli di rete.

Una volta consolidati gli esiti dei mercati dell'energia, potrebbe rimanere disponibile una quota di capacità di generazione del VPP che può essere offerta al mercato della riserva, previa accettazione da parte del TSO.

Un altro servizio di rete fornito dal VPP, entro il programma FENIX, consiste nella partecipazione alla regolazione di tensione in Cabina Primaria e lungo la rete di distribuzione, tramite il controllo dello scambio di potenza reattiva delle varie unità coinvolte. In questo modo le unità di GD non sono più semplicemente solo connesse alla rete, ma partecipano effettivamente alla gestione della stessa, potendo quindi prendere parte non solo ai mercati dell'energia ma anche alle sessioni in cui si contrattano i cosiddetti servizi ancillari, così come accade per le unità di produzione tradizionali.

I principali strumenti impiegati nella realizzazione del VPP sono mostrati in Figura 8:

- DEMS, per la creazione del VPP: il software aggrega la capacità produttiva di molte e diversificate unità GD e crea un singolo profilo produttivo dall'insieme dei parametri che caratterizzano ogni impianto GD
- Spectrum Power Distribution Management System (Distribution Management System), per eseguire la funzione di Voltage VAr Control (VVC)
- FENIX Box (FB): interfaccia intelligente con le unità di GD per la loro integrazione nel VPP
- SGIPE sistema di controllo per gli impianti eolici
- FENIX Control System: sistema di controllo parallelo a quello del DSO locale per ridurre le interferenze con il normale funzionamento della rete.

Le unità di GD sono collegate al network di comunicazione mediante FENIX Box, un Intelligent Electronic Device (IED) che veicola una varietà di input ed output e implementa diversi protocolli di comunicazione. Inoltre, una rete wireless basata su Virtual Private Network (VPN) permette una comunicazione continua tra le GD, DEMS, SGIPE e gli altri sistemi.

Il progetto ha fornito risultati molto interessanti: in primo luogo è stato dimostrato che è possibile modificare radicalmente il ruolo delle unità di GD da semplici utenti passivi nella rete a elementi attivi sia nella gestione del sistema elettrico di distribuzione (attraverso la fornitura di servizi di dispacciamento), che per il mercato elettrico, realizzando di fatto una Smart Grid.

L'aggregazione di più unità GD ha inoltre mostrato come sia possibile supportare il sistema di trasmissione, attraverso ad esempio l'iniezione di potenza reattiva per contribuire al mantenimento di livelli di tensione ottimali all'interfaccia tra trasmissione e distribuzione. Il TSO/DSO può disporre quindi di una risorsa in più per mantenere i parametri operativi della rete entro i limiti di esercizio, migliorando così anche l'affidabilità e la qualità della fornitura. E' stato possibile anche l'accesso e la partecipazione al MGP; in questa maniera il DSO ha avuto la possibilità di verificare ogni giorno, per tutta la durata della dimostrazione che la produzione programmata

fosse compatibile con i vincoli di rete, ottimizzando quindi il comportamento della GD nella rete elettrica di distribuzione. Oltre alla partecipazione al MGP, il VPP ha potuto contribuire anche alla fornitura di riserva terziaria, servizio fino ad allora garantito unicamente da impianti di grossa taglia, da fonte tradizionale.

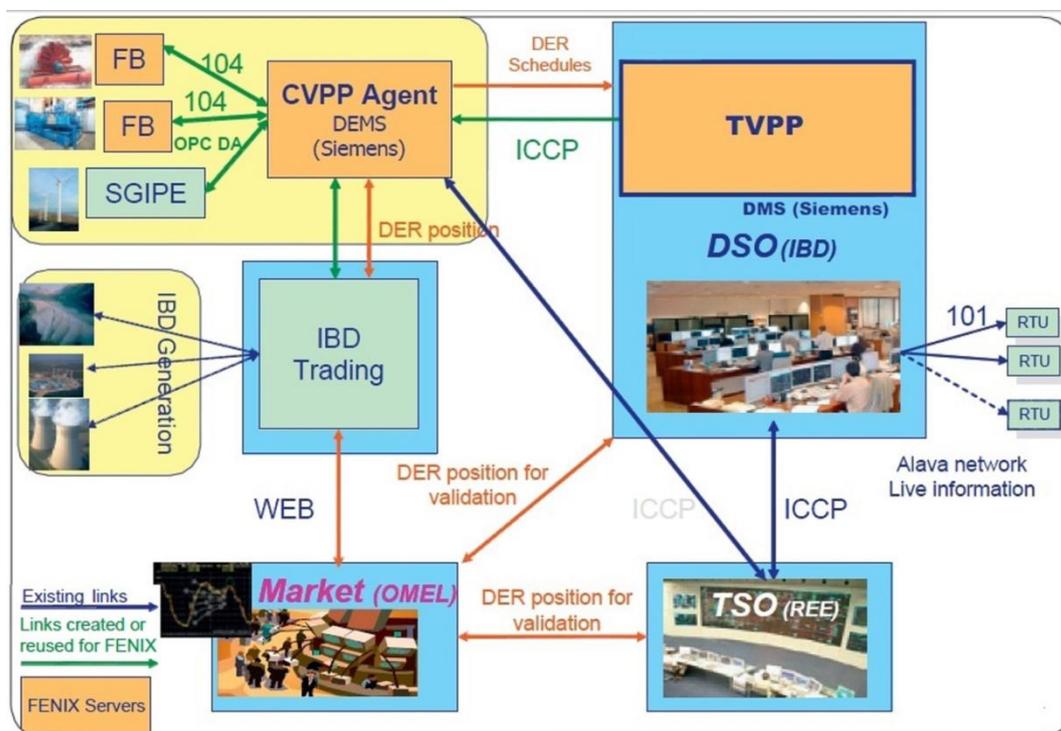


Figura 8: architettura del progetto FENIX Spagna

Importanti risultati sono stati ottenuti anche circa la regolazione di tensione sia in Cabina Primaria che lungo la rete, nelle cabine secondarie di consegna in prossimità degli impianti di produzione.

Oltre che risultati tecnici, il progetto FENIX ha fornito indicazioni molto importanti riguardo l'impiego di impianti di GD nei sistemi di potenza, che aprono interessanti scenari per la risoluzione di importanti problematiche del sistema elettrico:

- Pianificazione: con l'approccio FENIX, il DSO riceve le informazioni riguardo la programmazione della potenza che le unità GD inietteranno in rete. Ciò ha un'importante impatto sulla pianificazione e gestione della rete di distribuzione
- Convenienza: il progetto ha mostrato che i prodotti e le soluzioni usate forniscono un beneficio addizionale sia agli operatori di sistema che agli attori del mercato elettrico
- Uso di unità back-up: FENIX ha sperimentato con successo l'uso delle unità di back-up per iniettare potenza in rete. Ad esempio le unità diesel di back-up, o le batterie possono migliorare la qualità del servizio e le piccole realtà industriali potranno contribuire, tramite l'impiego unità di riserva, al miglioramento della qualità del servizio e alla gestione dei picchi di carico
- Servizi ancillari: con FENIX è stata utilizzata per la prima volta dal DSO la capacità delle unità GD di fornire servizi di sistema utili sia al DSO che al TSO.

## Conclusioni

I progetti già realizzati con l'impiego di DEMS hanno dimostrato l'efficacia di questo approccio, in grado di esaltare le potenzialità ed i vantaggi della realizzazione di Microgrid e Virtual Power Plant.

In particolare sono stati conseguiti significativi benefici attraverso l'ottimizzazione dell'approvvigionamento energetico e l'utilizzo delle risorse di GD anche per la fornitura di servizi di rete. Anche da un punto di vista ambientale questa scelta comporta vantaggi legati all'utilizzo ottimizzato di tutte le unità di generazione distribuite sul territorio. Il contesto italiano, con la massiccia e capillare diffusione di impianti alimentati da fonte rinnovabile, la presenza di realtà nel settore industriale o dei servizi dotate di impianti di produzione di energia (spesso da fonte tradizionale e rinnovabile combinate) si presta ad accogliere applicazioni innovative come quelle descritte nel presente articolo. Anche i recenti provvedimenti di carattere normativo e regolatorio spingono verso una maggiore partecipazione degli impianti di produzione connessi alle reti di distribuzione sia ai mercati dell'energia che a quelli dei servizi di dispacciamento. In questo senso, l'utilizzo di applicativi di gestione degli impianti decentralizzati, comprensivi di procedure per la previsione della generazione, in particolare da fonti rinnovabili non programmabili, può aiutare a ottimizzare l'esercizio della rete, massimizzando i benefici ambientali e riducendo gli oneri per la collettività.

## BIBLIOGRAFIA

- [1] F. Zanellini, “L’integrazione della fonte eolica nella rete elettrica italiana”, AEIT, n.10, pagg. 6-19, ottobre 2012
- [2] E.M. Carlini, M. Rebolini, A. Guarneri, C. Vergine, “Lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale e il processo autorizzativo”, L’Energia Elettrica, gennaio – febbraio 2011, pagg. 53-62
- [3] Microgrids – An Overview of Ongoing Research, Development, and Demonstration Projects by Nikos Hatziargyriou, Hiroshi Asano, Reza Iravani, and Chris Marnay – IEEE Power & Energy magazine July/August 2007
- [4] [www.enel.it/it-IT/reti/enel\\_distribuzione/qualita/progetti\\_smart\\_grids/isernia.aspx](http://www.enel.it/it-IT/reti/enel_distribuzione/qualita/progetti_smart_grids/isernia.aspx)
- [5] Terna, “Piano di Sviluppo 2013”, disponibile sul sito [www.terna.it](http://www.terna.it)
- [6] Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas, Delibera 66/2013/R/EEL, “Approvazione di progetti pilota relativi a sistemi di accumulo da realizzarsi sulla rete di trasmissione nazionale, rientranti nel piano di sviluppo 2011 approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico”, 21 febbraio 2013
- [7] Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas, Delibera 43/2013/R/EEL, “Approvazione di progetti pilota relativi a sistemi di accumulo da realizzarsi sulla rete di trasmissione nazionale, rientranti nel programma di adeguamento dei sistemi di sicurezza e difesa 2012-2015”, 7 febbraio 2013
- [8] E. Fuchs, A. Heher, A. Ilo, J. Trimmel, H. Cech, J. Martí-Rodríguez, T. Sezi, T. Werner, Into the New Electricity Age with Optimal Integratio of Decentralized Energy Resource- The Fenix Project, XXI World Energy Congress, Montreal, 12-16 settembre 2010
- [9] A. Van Der Welle, C. Kolokathis, J. Jansen, C. Madina, A. Diaz, “FENIX deliverable D3.3 - Report: financial and socio-economic impacts of embracing the FENIX concept”, Report 2009, disponibile su <http://www.fenix-project.org/>
- [10] A. Bonfiglio, L. Barillari, F. Delfino, F. Pampararo, R. Procopio, M. Rossi, M. Invernizzi, G.B. Denegri, “The smart microgrid pilot project of the University of Genoa”, Convegno Nazionale AEIT, Mondello, Settembre 2013
- [11] Microgrids, white paper, Siemens, 2012
- [12] C. Noce, L. Stefanoni, F. Zanellini “L’accumulo elettrochimico e la rete di distribuzione” AEIT, Aprile/Maggio 2013