

Dynamic Modelling of Virtual and Real Inertia Systems in Green Microgrids

Candidato: Mattia Gangi
 Correlatori: Prof. Enrico Pons, Prof. Ettore Francesco Bompard, Prof. Alberto Tenconi

Relatore: Dr. Andrea Mazza

12/07/2021

I. INTRODUZIONE

La transizione verso un sistema elettrico più sostenibile ha avviato una introduzione sempre maggiore di risorse rinnovabili nelle reti elettriche. Impianti fotovoltaici, parchi eolici e altre tecnologie richiedono l'utilizzo di convertitori statici per essere interfacciati ed operare correttamente sulla rete. I generatori interfacciati tramite convertitori, tuttavia, presentano una limitazione per quanto riguarda la risposta inerziale, venendo meno il meccanismo di risposta ottenuto sfruttando le parti rotanti dei generatori sincroni tradizionali. L'inerzia è parte di un meccanismo che permette di gestire le variazioni immediate tra il carico e la generazione di energia sulla rete, dando disponibilità di un riserva di energia cinetica automaticamente convertibile in energia elettrica (o viceversa) prima che i sistemi di regolazione intervengano per mantenere stabile la rete. Se la quantità di risorse rinnovabili in rete aumenta nel tempo, sia con l'aggiunta di nuove unità che con la sostituzione di impianti tradizionali, l'inerzia totale del sistema diminuisce in maniera consistente e l'intero sistema elettrico diventa meno affidabile. Un sistema elettrico a bassa inerzia, come ad esempio una microrete green con risorse rinnovabili prevalenti, è caratterizzato da transitori di frequenza più marcati in grado di generare eventuali aperture a cascata delle protezioni automatiche, che possono isolare parti della rete e incrementare il divario tra generazione e consumo.

Il concetto di *inerzia virtuale o sintetica* è stato introdotto con l'obiettivo di usare i convertitori in combinazione con algoritmi di controllo dedicati, che possono far apparire le risorse rinnovabili come dei generatori sincroni dal punto di vista della rete. Questa tipologia di unità viene generalmente denominata *generatore sincro virtuale* (VSG) e può essere integrata efficacemente nella rete per mantenere e migliorare la stabilità del sistema. Le tecniche di emulazione di inerzia proposte nella letteratura sono state sviluppate per gestire numerose applicazioni, andando ad utilizzare dei modelli matematici per emulare, con diversi livelli di dettaglio, il comportamento dinamico dei generatori sincroni. Ulteriori riserve di inerzia virtuale possono essere implementate nei sistemi elettrici con una grande varietà di soluzioni tecnologiche capaci di immagazzinare energia appositamente per fornire supporto inerziale, in combinazione con i VSG o indipendentemente. I sistemi a bassa inerzia possono essere studiati dettagliatamente con il *power-hardware-in-the-loop* (PHIL), che permette di simulare i sistemi elettrici in tempo reale in combinazione con apparecchiature fisiche connesse tramite interfacce di potenza. Il principale vantaggio delle simulazioni real-time è la riduzione del rischio in fase di progettazione, utile per testare il comportamento dei dispositivi prima della connessione effettiva alla rete reale. Le applicazioni di inerzia virtuale possono essere studiate in sicurezza per quanto riguarda il controllo

delle microreti e le applicazioni di grid-forming.

II. MODELLO DINAMICO DELLA MICRORETE

La microrete è stata modellizzata prendendo come riferimento il generatore da 60 kVA del *Global Real Time Simulation Lab* dell'*Energy Center* a Torino. Un impianto idroelettrico è stato realizzato in *Matlab/Simulink* basandosi sui dati di targa del generatore. L'impianto presenta un modello dettagliato di macchina sincrona e un blocco *Hydraulic Turbine and Governor* che simula le dinamiche della condotta forzata e implementa un controllo di potenza meccanica, usando un controllore *PID/droop* per regolare l'apertura delle valvole e la frequenza del generatore. La regolazione è legata alla costante di inerzia H , data dall'inerzia J della macchina riferita alla potenza nominale S_n , e alla swing equation:

$$H = \frac{1}{2} \left(\frac{J\omega^2}{S_n} \right) \quad (1)$$

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} J\omega^2 \right) = \frac{2H \cdot S_n}{f_n} \frac{df}{dt} = P_m - P_e \quad (2)$$

dove una variazione della potenza elettrica P_e ai morsetti del generatore introduce una variazione di frequenza df/dt che persiste finché la potenza meccanica P_m non viene controllata per uguagliare la potenza elettrica. L'impianto idroelettrico è stato utilizzato come nodo slack, in modo da impostare la frequenza e la tensione operativa della microrete (50 Hz, 380 V). Un VSG è stato successivamente introdotto nel modello per studiare gli effetti dell'inerzia virtuale sulla microrete. Il VSG è alimentato da un impianto fotovoltaico da 20,5 kW con tracciamento della massima potenza (MPPT) e da una batteria lithium-ion, usata come riserva di inerzia sintetica di supporto. Il convertitore è stato controllato con l'algoritmo *Self-Synchronized Synchronverter*, scelto per la sua capacità di sincronizzarsi con la tensione di rete senza l'ausilio di dispositivi dedicati e per la sua stabilità in frequenza sia in grandi sistemi che nelle microreti. Un filtro LCL completa la struttura del VSG, interfacciando il generatore virtuale con l'impianto idroelettrico e il resto della microrete. Il modello finale è mostrato in *Fig.1*.

III. SIMULAZIONE DELLA MICRORETE

Il modello è stato eseguito in *Simulink* con passi di calcolo discreti di $T_{S1} = 2,5\mu s$ e $T_{S2} = 25\mu s$. Inizialmente sono stati eseguiti dei test per osservare il comportamento dell'impianto idroelettrico nel controllare la potenza meccanica P_m e nel riportare le variazioni di frequenza al riferimento $f_n = 50$ Hz, senza inerzia virtuale. Il modello è stato connesso a una microrete con carichi fissi e carichi test. I test sono stati effettuati con l'impianto operativo all'80% della potenza nominale e applicando gradini/rampe da 6 kW, pari al $\pm 10\%P_n$ (range

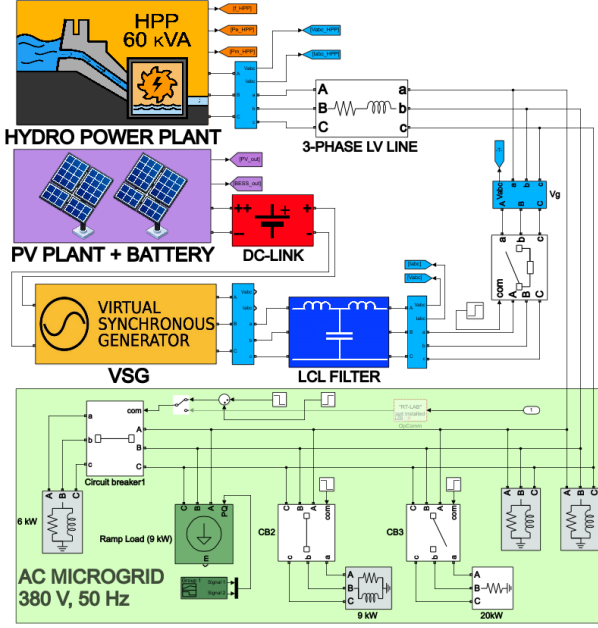


Fig. 1. Modello della microrete, alimentata da idroelettrico e VSG.

tipico per gli studi di frequenza nell'idroelettrico). Il modello ha presentato un comportamento ottimale con $H = 4$ s, mantenendo le variazioni di frequenza e il *rate of change of frequency* (RoCoF) entro i limiti normativi ISO per i generatori ($\pm 1,5$ Hz, $0,6$ Hz/s). La scelta dei parametri PID si è dimostrata efficace nel range di riferimento, realizzando transitori veloci senza oscillazioni. I risultati sono indicati in Fig.2 e sono usati come metro di paragone nei test successivi.

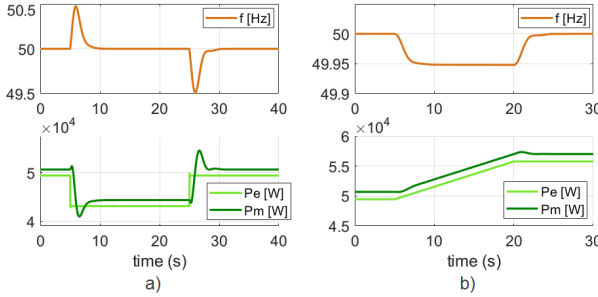


Fig. 2. Test di frequenza idroelettrico: a) gradini ± 6 kW; b) rampa $+6$ kW.

La microrete è stata simulata con l'aggiunta del VSG. La sincronizzazione è stata avviata a $t = 5$ s ed è stata completata in $0,1$ s, con la tensione interna e del VSG correttamente allineata alla tensione di microrete V_g (Fig.3). La connessione con la microrete è stata fatta a $t = 5,2$ s e ha presentato un transitorio di corrente iniziale dovuto alla caduta di tensione sul filtro LCL. È stata quindi studiata la risposta della frequenza della microrete per il distacco di un carico ($t = 85$ s) e una successiva reinserzione graduale ($t = 135$ s), utilizzando un gradino e una rampa di 9 kW, pari al 10% della potenza nominale totale (idroelettrico + VSG). In Fig.4 sono mostrate le evoluzioni della frequenza della microrete f e della frequenza interna del generatore sincrono $vsg-ref$ insieme agli andamenti della potenza elettrica dei due generatori (P_{e-HPP} e P_{vsg}). La batteria ha fornito potenza aggiuntiva al VSG

quando necessario (riducendo il proprio *State of Charge* SOC), mantenendo inoltre costante la tensione sul DC-link (Fig.5)

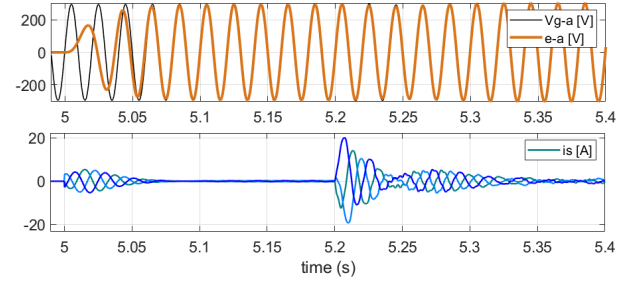


Fig. 3. Sincronizzazione ($t=5$ s) e connessione ($t=5.2$ s) del VSG alla microrete.

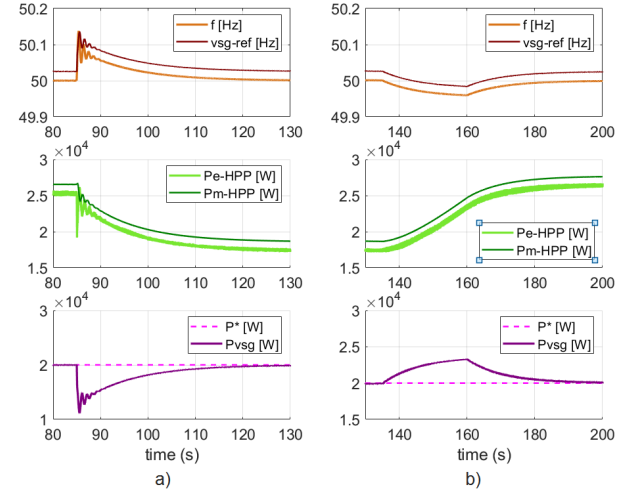


Fig. 4. Test di frequenza con VSG: a) gradino -9 kW; b) rampa $+9$ kW.

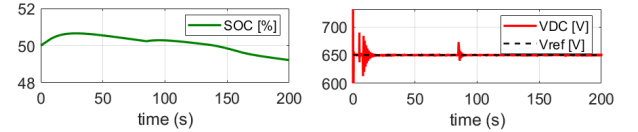


Fig. 5. State of Charge della batteria e della tensione sul DC-link.

IV. CONCLUSIONI

La microrete con inerzia virtuale ha presentato degli andamenti di frequenza migliorati rispetto a quelli di Fig.2, riducendo le variazioni di frequenza del 30%. La frequenza è stata correttamente riportata sul riferimento di 50 Hz a seguito delle variazioni di carico. Il VSG ha partecipato attivamente alla regolazione di potenza con l'impianto idroelettrico durante i transitori e ha mantenuto correttamente il proprio riferimento di potenza nominale ($P^* = 20$ kW), confermando capacità di grid-forming. La batteria ha inoltre fornito supporto inerziale al VSG durante la rampa (Fig.4-b e Fig.5), in cui P_{vsg} ha temporaneamente superato i 20 kW nominali. Il modello è stato importato e modificato per l'esecuzione real-time sulla piattaforma *OpalRT*. Le simulazioni sono state eseguite correttamente, ma non hanno raggiunto una esecuzione in tempo reale a causa di tempi di calcolo superiori al passo discreto utilizzato ($T_S = 25\mu s$). Una possibile soluzione prevede di suddividere il modello in più sottosistemi (impianto idroelettrico, VSG, microrete, fotovoltaico) da eseguire separatamente su diversi core del simulatore, al fine di ridurre i tempi di calcolo e raggiungere la velocità necessaria per il real-time.