Bando di gara per progetti di ricerca di cui all'art. 10, comma 2, lettera b) del decreto 26 gennaio 2000, previsti dal Piano triennale 2019-2021 della Ricerca di sistema elettrico nazionale 1.2 Accumulo elettrochimico

Decreto MISE 7 dicembre 2020

Virtual Storage per la Fast Reserve e servizi integrati di inerzia sintetica, peak shaving e load levelling

ViStoFaRe

Deliverable D1.4b

CSEAB_00326

SOMMARIO

INTRODUZIONE **3**
1. SCELTA DELLA SCHEDA DI SVILUPPO DEL MICROCONTROLLORE **4**
2. ALGORITMO DI CONTROLLO SU MICROCONTROLLORE PER GFLW **5**
3. SCHEMA DI CONTROLLO GFM **14**
4. SIMULAZIONI DELL'ALGORITMO DI CONTROLLO GFM **19**
5. TESTING ALGORITMO DI CONTROLLO GFLW **24**
5.1 FAST RESERVE 24
5.2 INERZIA SINTETICA 26
6. SISTEMA DI SCAMBIO DATI TRA STORINPLUS-SDA **27**
7. SISTEMA DI SCAMBIO DATI TRA STORINPLUS-PIATTAFORMA VISTO **32**
8. RIFERIMENTI **33**

INTRODUZIONE

Obiettivo dell'attività LA1.4 è stato l'implementazione su microcontrollore di tipo open source dell'algoritmo di controllo, inoltre è stato sviluppato il modulo del sistema di scambio dati tra StorInPlus/piattaforma ViSto e StorInPlus/SdA, che si baserà sull'uso di protocolli standard quali MQTT e ModBus (o analoghi) rispettivamente. Tale linea si è articolata in una fase di sviluppo e in una fase di testing. Nella fase di sviluppo l'algoritmo sviluppato nella LA1.2 è stato tradotto in linguaggio C e programmato, in base all'esperienza acquisita in altri progetti, su un microcontrollore della Texas Instrument della famiglia C2000, più precisamente la scheda di sviluppo F28379D. Nella fase di testing si è verificata la funzionalità del microcontrollore attraverso simulazione in real-time attraverso piattaforma Opal-RT, per poi nell'attività LA5.1 verificare la capacità del dispositivo StorInPlus di rispondere/reagire correttamente alla richiesta di servizio/evento perturbativo.
Le attività svolte possono essere riassunte nei seguenti punti:

- Implementazione dell'algoritmo di controllo su microcontrollore;
- Sistema di scambio dati tra StorInPlus-piattaforma ViSto e StorInPlus-SdA;
- Testing algoritmo di controllo;
- Testing sistemi di scambio dati.

Sempre in questa attività ci si è occupati di implementare un modello di controllo per inverter Grid-Forming. Questi inverter sono pensati e progettati per emulare l'inerzia dei generatori sincroni rotanti e garantire, così, la stabilità della frequenza anche in assenza di centrali convenzionali. Infatti, come ben noto, le Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) sono intermittenti e non programmabili, e rendono difficile mantenere l'equilibrio istantaneo tra produzione e consumo di energia elettrica. È quindi necessario disporre di riserve energetiche adeguate a soddisfare le richieste senza interruzioni del servizio. Inoltre, attualmente le FER sono connesse alla rete mediante inverter Grid-Following che, nella loro implementazione tradizionale, sono pensati per immettere in rete tutto ciò che la sorgente rende disponibile senza riguardo per il bilanciamento istantaneo tra la generazione e il carico ma, al più, con inverter Grid-Following ibridi, tentando un inseguimento del carico senza supporto inerziale e le dinamiche tipiche della regolazione frequenza potenza degli attuali sistemi elettrici, caratterizzati da una forte presenza di inerzia meccanica per merito dei grandi gruppi turbina-alternatore. Gruppi, questi, che si stanno progressivamente arrestando con l'aumento delle FER installate, con conseguente riduzione della inerzia del sistema elettrico.

In letteratura vi sono molti lavori che hanno per obiettivo quello di adeguare gli inverter Grid-Following alle nuove esigenze delle reti con forte penetrazione da FER. Molte di queste attività di ricerca

come quelle svolte nel presente progetto di ricerca hanno conseguito pregevoli risultati. Gli inverter Grid-Forming rappresentano una possibile valida alternativa agli inverter Grid-Following essendo pensati sin dall'origine per sostituire in maniera "indolore" le dinamiche dei classici gruppi turbina-generatore sincrono.

Nel presente documento si propone, quindi, un possibile modello di inverter Grid-Forming come alternativa ai Grid-Following evoluti (quali quelli oggetto del progetto di ricerca), al fine di superare le criticità legate ad una forte penetrazione delle FER nel sistema elettrico, emulando il comportamento inerziale dei gruppi turbina-alternatore che via via vengono eliminati dal parco di generazione, conservando le classiche modalità di regolazione frequenza-potenza, della tensione della rete per l'immissione del reattivo, al fine di garantire se non di aumentare gli attuali livelli di resilienza dei sistemi elettrici.

In questo contesto, nella LA di riferimento è stato sviluppato un algoritmo di controllo del convertitore DC/AC, interfacciato alla rete, di tipo grid-forming, in grado di funzionare sia on-grid che off-grid. L'algoritmo è inoltre in grado di fornire inerzia sintetica, regolazione primaria e secondaria. Tale algoritmo è stato testato mediante simulazioni in ambiente ANSYS/Simplorer-Academic Research Electronics Suite ed è in fase di test in ambiente Real-Time in configurazione Hardware In the Loop (HIL).

1. SCELTA DELLA SCHEDA DI SVILUPPO DEL MICROCONTROLLORE

Durante il periodo di riferimento, sono state esaminate le specifiche e i requisiti funzionali dell'hardware della scheda di sviluppo LaunchXL F28379D di Texas Instruments, scelta per implementare i vari controllori del dispositivo StorInPlus. Sono stati valutati diversi aspetti, tra cui il numero di periferiche necessarie per l'implementazione dei controllori, la capacità di calcolo del microcontrollore, la quantità di ADC disponibili per effettuare tutte le misurazioni elettriche richieste e il numero di periferiche PWM necessarie per il controllo dei convertitori.

Una volta confermata l'idoneità della scheda, è stata definita la struttura del firmware per la successiva implementazione in C++ utilizzando il tool Code Composer Studio di Texas Instruments.

Per la comunicazione tra StorInPlus e Sda si è optato per una comunicazione di tipo CANOpen, la più diffusa nel settore industriale, dato che eredita le caratteristiche del CANbus ed è arricchito con strumenti per facilitare l'identificazione dei nodi e la comunicazione tra essi, mentre come comunicazione tra StorInPlus e piattaforma Visto è gestito da un gateway MQTT.

2. ALGORITMO DI CONTROLLO SU MICROCONTROLLORE PER GFLW

Nei progetti "GFLW_v2_IS_12_5" e "GFLW_v3_FR_12_5" sono stati implementati i vari controlli poi in seguito testati su simulatore Real Time OPAL-RT. I due progetti hanno la stessa struttura, la differenza principale è che sul primo è abilitato il controllo sull'Inerzia Sintetica, mentre sul secondo è abilitata la Fast Reserve.

Il file "main.c" del codice include le funzioni essenziali per la configurazione del dispositivo, con un focus particolare sulle funzioni di inizializzazione. Questa inizializzazione copre la configurazione delle periferiche e dei registri necessari per il corretto funzionamento del sistema. I file di supporto contengono funzioni specifiche per l'inizializzazione, che coinvolgono periferiche, variabili globali, costanti, funzioni di supporto e routine di servizio di interrupt. La funzione principale si occupa di inizializzare periferiche critiche come GPIO, SCI, timer, ADC e EPWM. Gli ADC leggono le grandezze elettriche, gli EPWM regolano i segnali PWM a 12,5 kHz, e il Timer0 con un periodo di 1 ms attiva l'interrupt service routine (ISR) dell'interrupt di logica. Un altro ISR cruciale è attivato dall'ADC tramite EPWM1 con un periodo di 80 µs per la misurazione e il controllo. Tutti gli ADC, impostati a 12 bit, vengono utilizzati dalla scheda di sviluppo.

I parametri chiave, come i timer, i valori di riferimento e i pin, vengono definiti nel file "define.h".

Gli algoritmi di controllo invece sono tutti racchiusi nel file "Funzionicontrollo.c". Il file è diviso in funzioni, ognuna con un compito specifico:

- **controllo_RETE:** in questa funzione vengono sommati i contributi della potenza di setpoint ricevuti dalla piattaforma Visto e la potenza derivante dall'Inerzia Sintetica. Questa potenza di riferimento viene poi data in ingresso al doppio controllo PI descritto in D1.1a qui di seguito riportato:

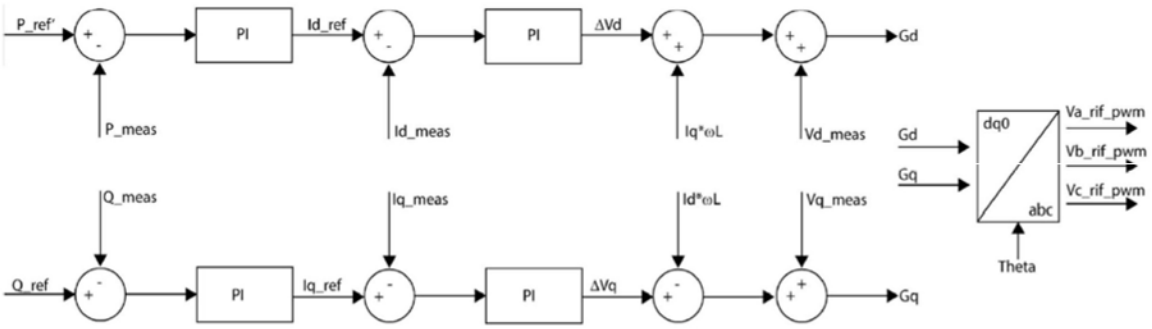

Figura 1: Controllo Grid Following inverter StorInPlus

- **controllo_BATT:** in questa funzione si decide se abilitare o disabilitare la batteria, con relativo inserimento di vincoli sulla corrente massima e minima erogabile.
- **controllo_PV:** in questa funzione si decide se abilitare o disabilitare la produzione di energia da fonti rinnovabili, con relativo inserimento di vincoli sulla tensione ed algoritmo MPPT.
- **FAST_RESERVE:** funzione che implementa la fast reserve come descritta in D1.2b.

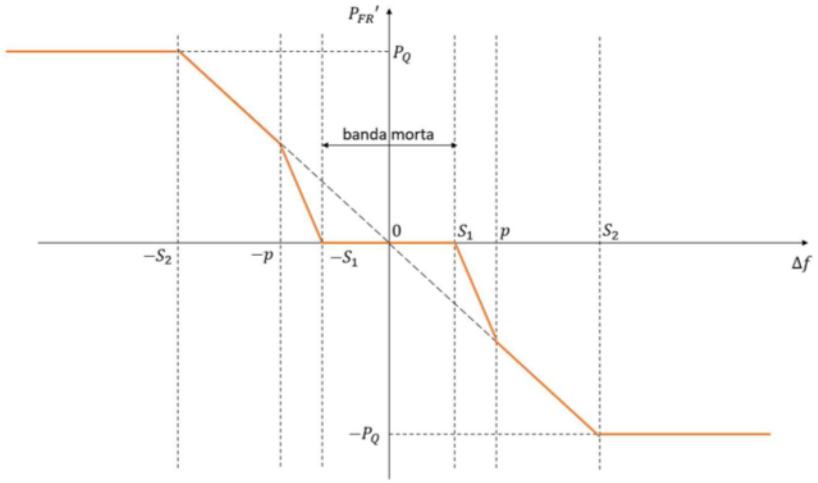

Figura 2: Curva caratteristica frequenza potenza Fast Reserve

$$\begin{cases} 0 & |\Delta f| < S_1 \quad Fase\ 1 \\ -\frac{P_Q}{S_2}\frac{p}{p-S1}(|\Delta f| - S_1)\,\mathrm{sgn}(\Delta f) & S_1 < |\Delta f| < p \quad Fase\ 2 \\ -\frac{P_Q}{S_2}\Delta f & p < |\Delta f| < S_2 \quad Fase\ 2 \\ -P_Q\,\mathrm{sgn}(\Delta f) & |\Delta f| > S_2 \quad Fase\ 2 \end{cases}$$

$$P'_{FR}(t) = -\frac{P_3}{T_{deramp}}(t - t_3) + P_3 \qquad Fase\ 3$$

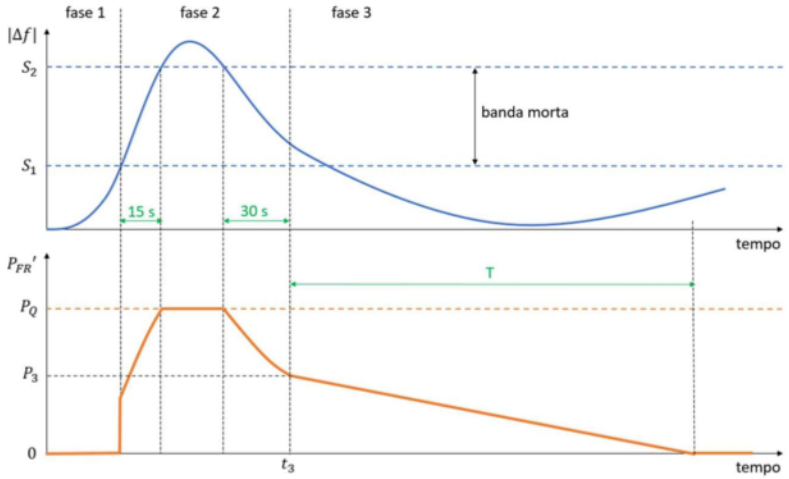

Figura 3: Modalità attivazione della FR

Al posto di collegare direttamente il microcontrollore al prototipo dell'inverter StorInPlus, si è testato il codice che comprende la fast reserve su OPAL RT. Lo schema Simulink utilizzato è il seguente:

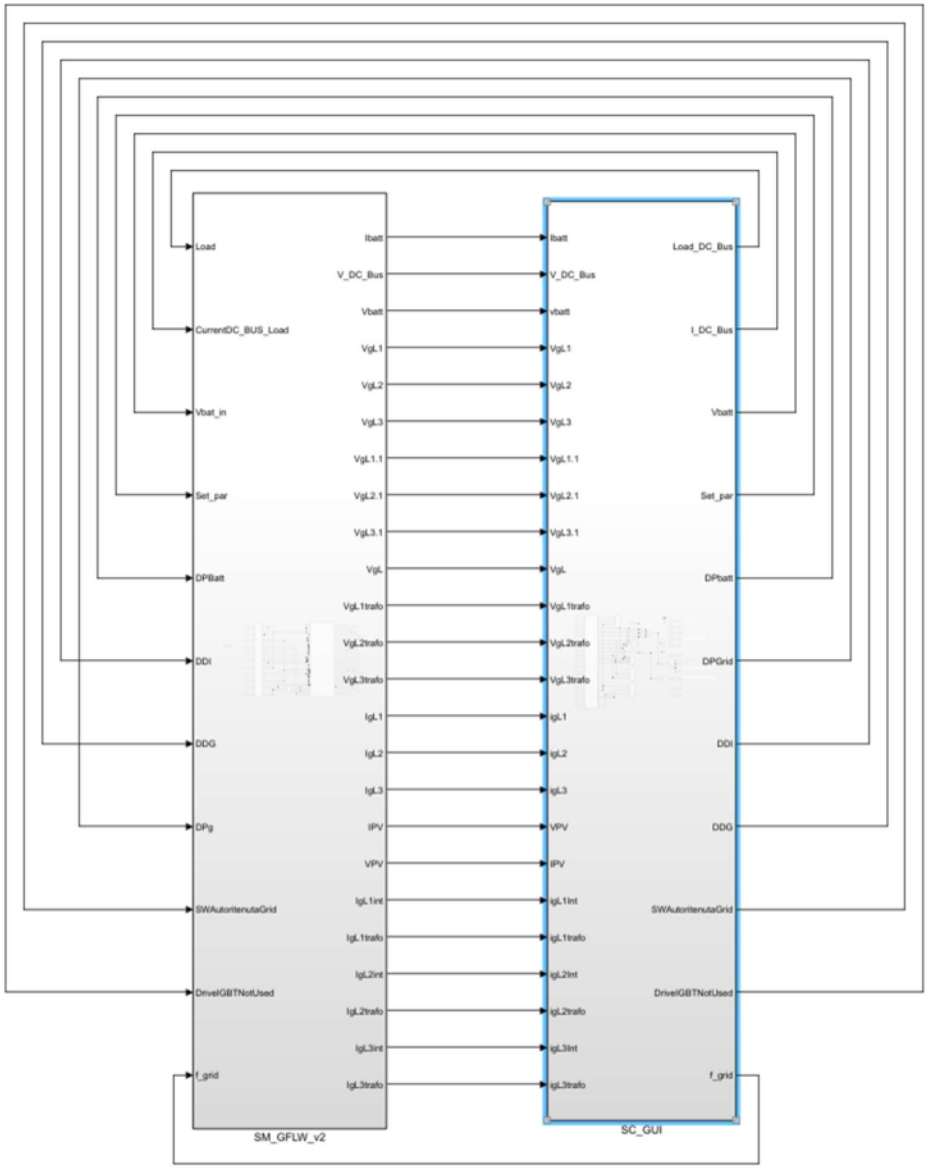

Figura 4: Schema Simulink per OPAL StorInPlus

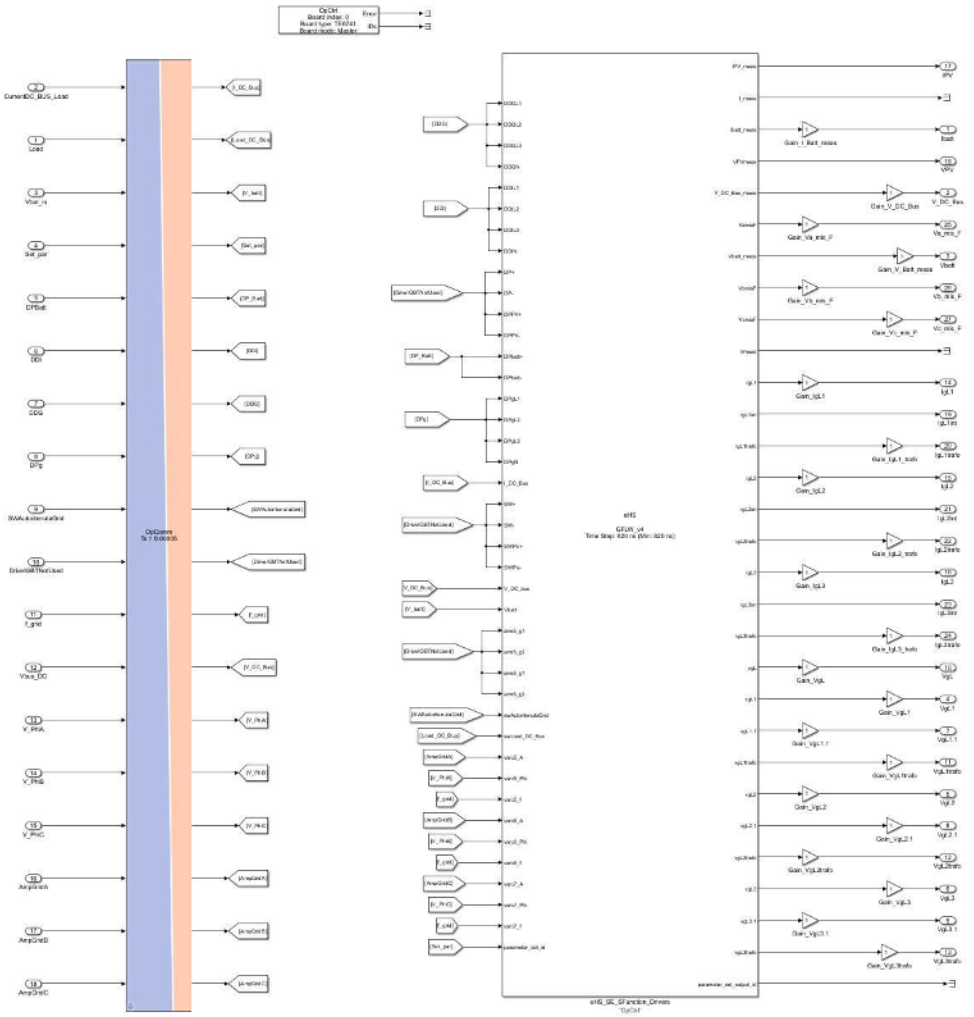

Figura 5: Subsystem SM_GFLW_v4

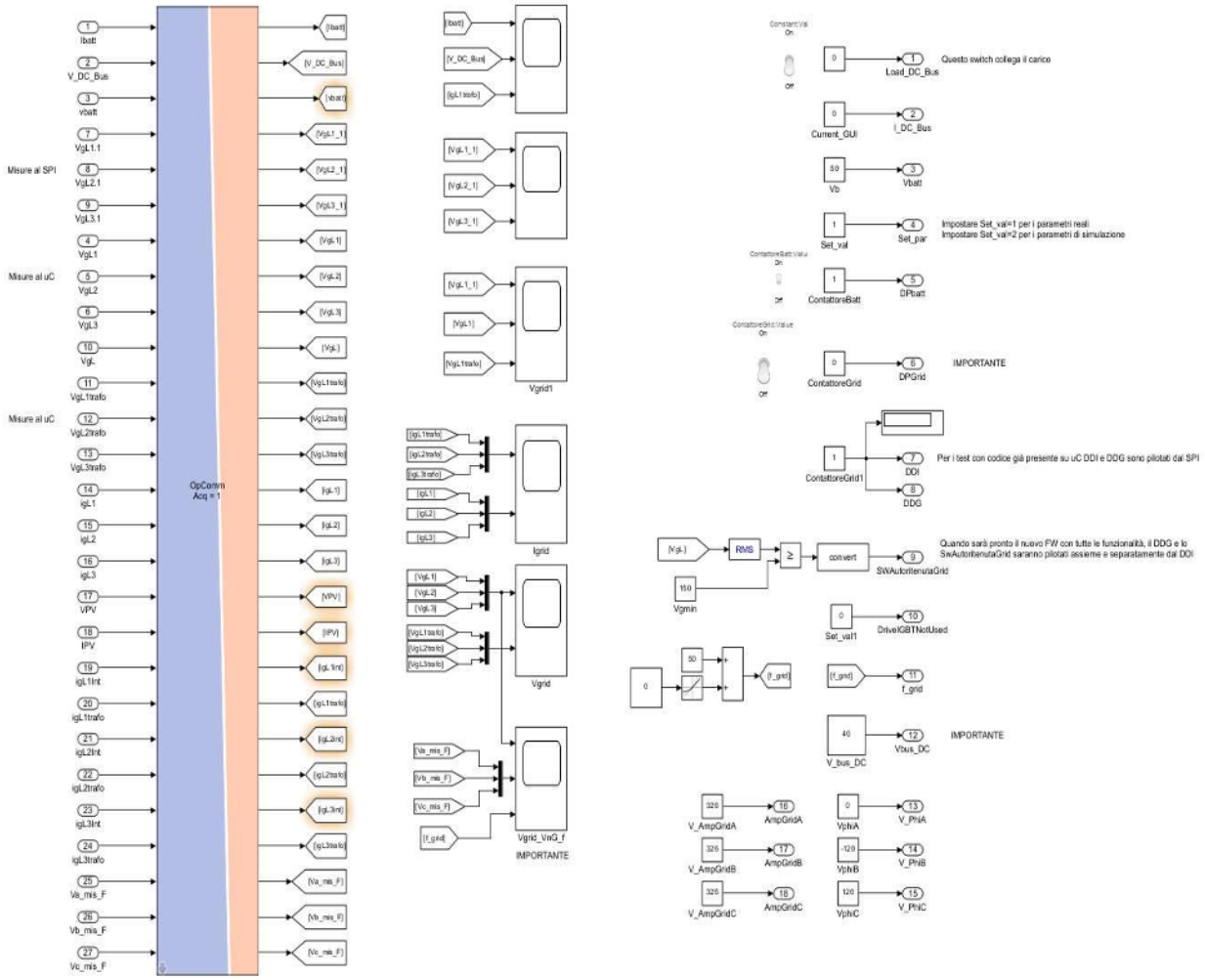

Figura 6: Subsystem SC_GUI

Lo Schematic Editor associato a questo schema Simulink è il seguente:

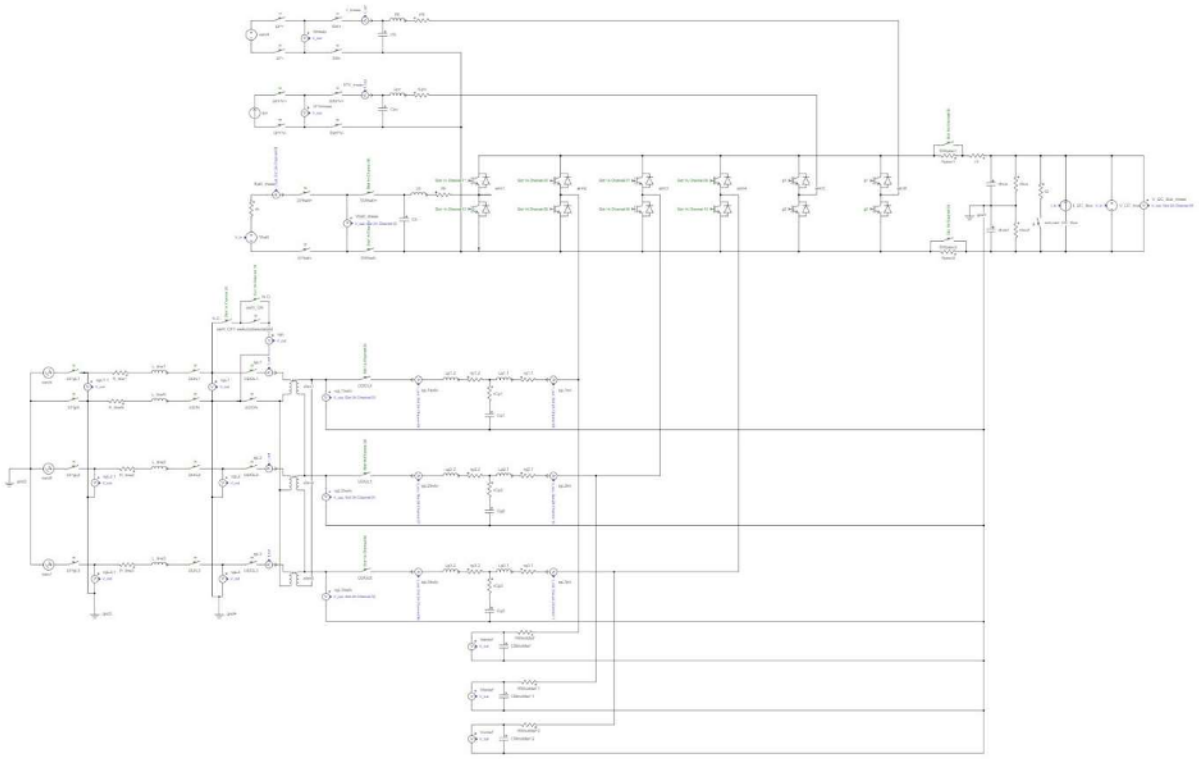

Figura 7: Schematic Editor StorInPlus

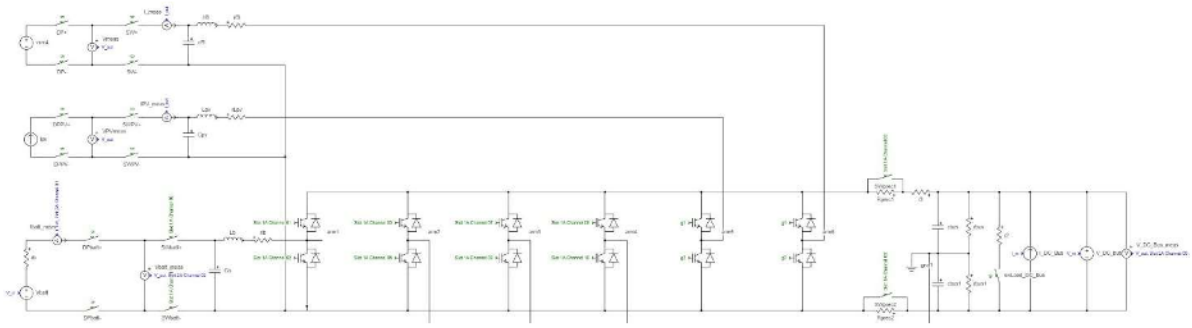

Figura 8: Particolare Schematic editor inverter e Bus DC

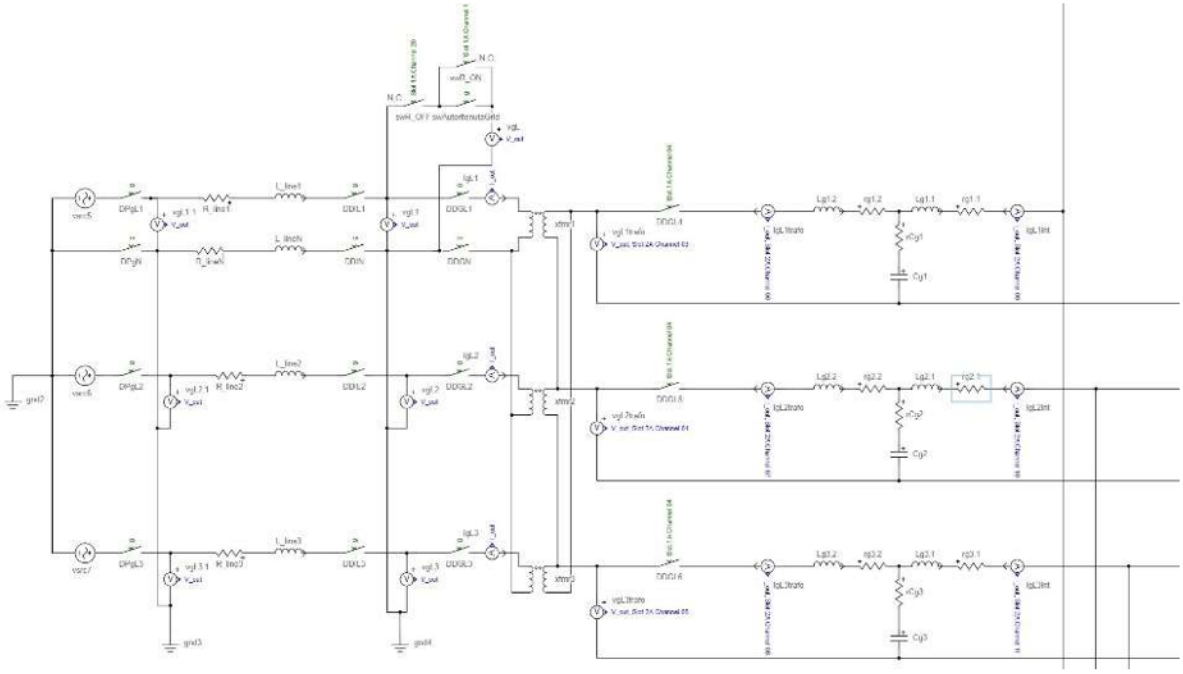

Figura 9: Particolare Schematic editor filtro LCL e generatore trifase

Per poter testare in modo proprio l'algoritmo si è dovuto modificare la frequenza del generatore ideale trifase direttamente da Simulink dando in input un valore di frequenza dato come somma di 50 Hz più la variazione di frequenza limitata da un blocco *Rate limiter*. Inoltre per avviare propriamente il controllo si è impostato il valore del Bus DC con un generatore ideale di tensione sullo Schematic editor, controllato da un blocco *Constant* su simulink.

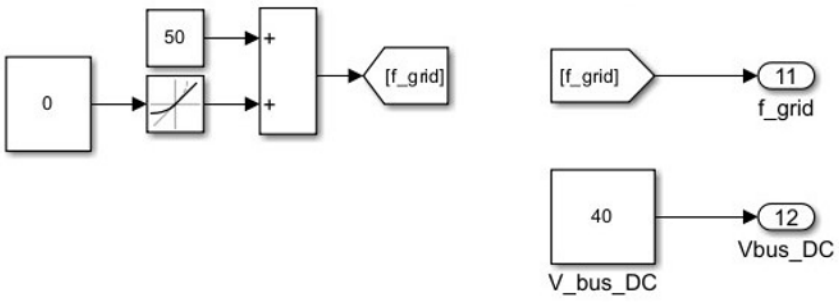

Figura 10: Blochi simulink che variano la frequenza di rete ed il valore del Bus DC

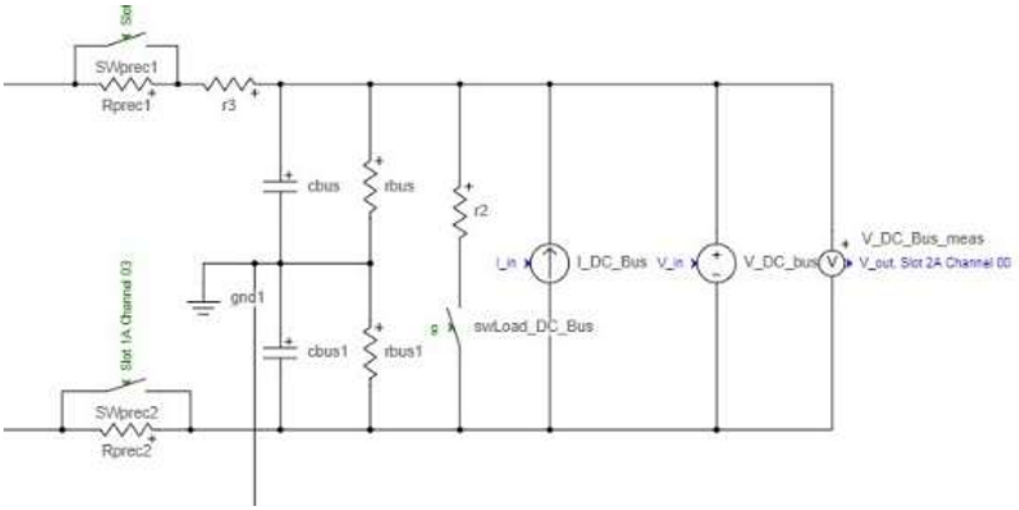

Figura 11: Bus DC Schematic Editor

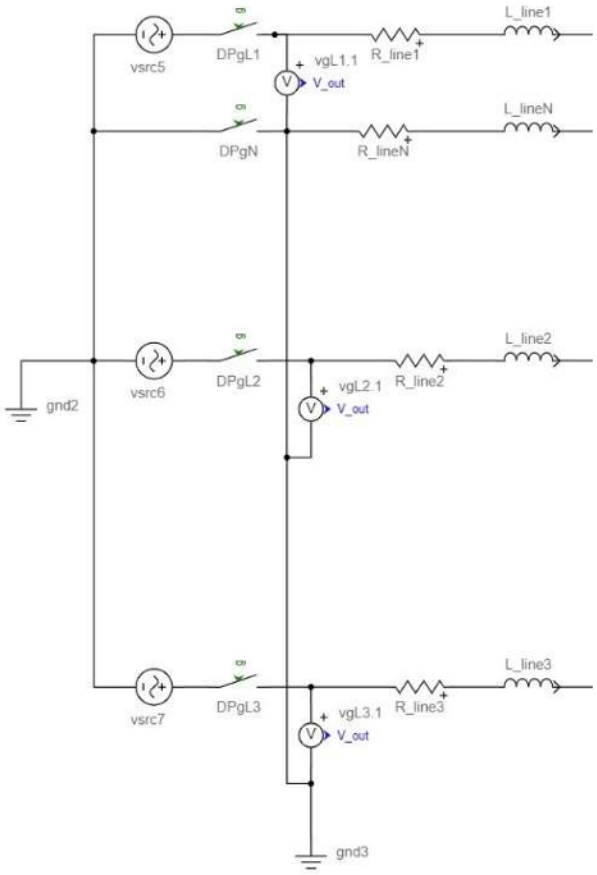

Figura 12: Particolare Schematic editor generatore trifase controllato

- **Inerzia sintetica:** per l'Inerzia Sintetica non è stata creata nessuna funzione in particolare, ma è bastato sommare alla Potenza di riferimento un valore proporzionale al Rocof misurato. Per le simulazioni è stato utilizzato lo stesso file Simulink della Fast Reserve.

3. SCHEMA DI CONTROLLO GFM

Lo schema a blocchi del controllo proposto è di seguito riportato nella figura 13.

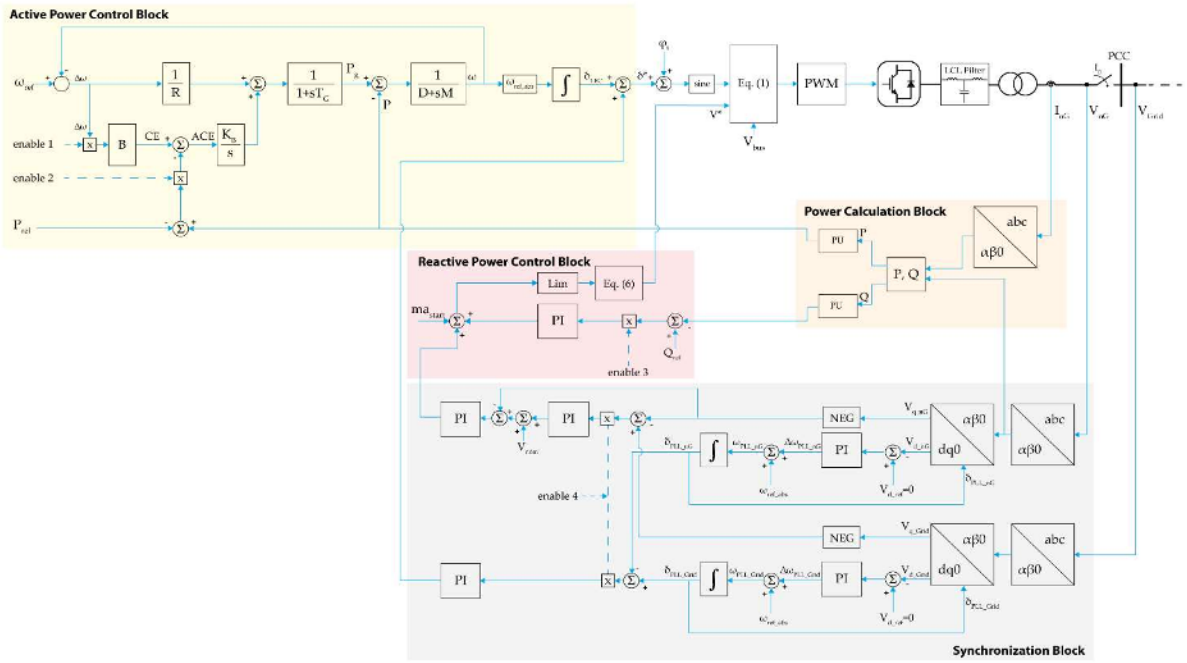

Figura 13: Schema a blocchi del controllo grid-forming proposto.

Lo schema circuitale del convertitore è riportato nella figura seguente (figura 14).

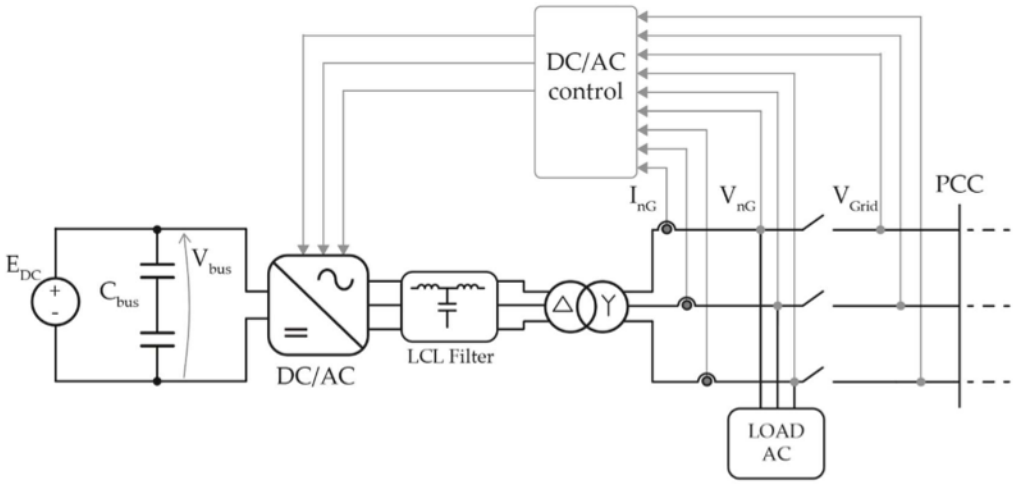

Figura 14: Schema circuitale del convertitore DC/AC.

La gestione dei segnali di abilitazione all'interno dello schema di controllo consente di abilitare o disabilitare specifiche porzioni del controllo, abilitando o disabilitando così determinate funzioni: enable1 abilita o disabilita la correzione della frequenza; enable2 abilita o disabilita il controllo della potenza attiva; enable3 abilita o disabilita il controllo della potenza reattiva; enable4 abilita o disabilita la sincronizzazione con la rete per la connessione.

Il controllo mira ad imporre una tensione, immediatamente a valle dell'inverter (prima del filtro), tale da determinare lo scambio di potenza attiva e reattiva in base alle funzioni abilitate. Per effettuare il controllo, è necessario misurare la corrente InG, la tensione VnG, la tensione al PCC lato rete VGrid e la tensione del bus DC Vbus. Si sottolinea che, per quanto riguarda le VnG e VGrid, si possono osservare differenze nelle due misure solo fin quando l'interruttore, di connessione alla rete, è aperto, quindi sarà sufficiente una sola delle due misure. Le potenze scambiate con la rete, vengono monitorate utilizzando la trasformazione di Clarke di VnG e InG (Power Calculation Block). La fase e l'ampiezza di VnG e VGrid vengono determinate tramite il Phase-Locked Loop (PLL) nel Synchronization Block. Se sono abilitate le funzioni appropriate, l'ampiezza di VnG viene determinata considerando l'errore tra le ampiezze di VnG e VGrid (enable4 - Synchronization Block) e l'errore sulla potenza reattiva erogata rispetto al riferimento (enable3 – Reactive Power Control Block). Inoltre, nel Synchronization Block, viene determinata la correzione di fase necessaria per garantire la sincronizzazione tra VnG e VGrid. La fase viene determinata in base ai principi del Load Frequency Control (LFC – Active Power Control Block), che riceve come input la richiesta di potenza attiva (PRef), la potenza attiva misurata all'uscita dell'inverter

(P) e la correzione di fase per la sincronizzazione con VGrid (Synchronization Block). Infine, il duty-cycle per ogni gamba del convertitore viene determinato in base all'equazione:

$$DC_i = \frac{1}{2}\left[\frac{V^*}{\frac{V_{bus}}{2}}\sin(\varphi_i + \delta^*) + 1\right]$$

Dove:

- V* e δ* rappresentano i valori di ampiezza e fase di VnG determinati dal controllo, in funzione del tempo;
- Vbus è la tensione misurata sul bus DC;
- φi (dove i=a, b, c) è lo sfasamento associato a ciascuna fase del sistema trifase (0 per la fase a, -2/3π per la fase b e 2/3π per la fase c).

Per comandare i singoli switch del convertitore, le forme d'onda risultanti dalla sopra citata equazione vengono convertite in segnali Pulse Width Modulated (PWM) alla frequenza di commutazione. Infine, il filtro LCL presente a valle del convertitore aiuta a eliminare le armoniche di ordine elevato dalla forma d'onda della tensione immediatamente a valle dell'inverter, per ottenere il profilo di tensione desiderato.

Le potenze attiva e reattiva sono determinate applicando la trasformazione di Clarke alla tensione e alla corrente VnG e InG. Utilizzando la trasformazione di Clarke nella formulazione di invarianza di ampiezza, le equazioni per calcolare le potenze attiva e reattiva sono rispettivamente:

$$P = \frac{3}{2}(v_\alpha\, i_\alpha + v_\beta\, i_\beta)$$

$$Q = \frac{3}{2}(v_\beta\, i_\alpha - i_\beta\, v_\alpha)$$

Dove:

- P e Q sono la potenza attiva e reattiva erogata/assorbita dall'inverter (assunte positive se erogate e negative se assorbite);
- vα e vβ sono le componenti di VnG secondo la trasformazione di Clarke;
- iα e iβ sono le componenti di InG secondo la trasformazione di Clarke.

Le potenze attiva e reattiva istantanee sono mediate sul periodo corrispondente alla frequenza nominale di rete (50Hz).

Due PLL vengono utilizzati per determinare fase, frequenza e ampiezza della tensione VnG e della tensione di rete al PCC (Vgrid). Nello specifico, la componente 'd' di ogni tensione è annullata, mentre la componente 'q' fornisce il valore dell'ampiezza della tensione corrispondente. L'impiego di due PLL nasce dalla necessità di sincronizzare VnG a VGrid. Dato l'utilizzo di un controllo GFM, il convertitore non richiede di seguire la tensione sul lato rete del PCC, ma piuttosto di imporre una tensione VnG perfettamente sincronizzata con VGrid per garantire una connessione sicura con la rete.

Nella fase iniziale di funzionamento, quando il convertitore non è connesso alla rete, ma lavora in isola e indipendentemente dalla funzione abilitata, il sistema di controllo opera per garantire che la fase di VnG sia uguale al valore determinato dal blocco LFC (δLFC) e che l'ampiezza di VnG sia prossima a Vref. Se la funzione di sincronizzazione viene abilitata (enable4 e 3), il segnale che rappresenta l'errore di fase di VnG rispetto a Vgrid viene inviato a un controllore proporzionale-integrale (PI), mentre l'errore di ampiezza tra VnG e VGrid viene inviato a un altro controllore PI. In questo modo, i due errori vengono annullati e quindi VnG è perfettamente sincronizzata con Vgrid. La fase e l'ampiezza di VnG nel dominio di Laplace sono definite come:

$$\delta^* = \delta_{LFC} + \sigma_{C1}\left(K_{p-\delta} + \frac{K_{I-\delta}}{s}\right)(\delta_{PLL_grid} - \delta_{PLL_nG})$$

$$V^* = V_{ref} + \sigma_{C2}\left(K_{p-V} + \frac{K_{I-V}}{s}\right)(V_{PLL_grid} - V_{PLL_nG})$$

Dove:

- V* e δ* rappresentano rispettivamente l'ampiezza e la fase della tensione VnG;
- δLFC è la fase ottenuta da LFC;
- Vref è il valore nominale dell'ampiezza della tensione;
- δPLL_grid e VPLL_grid sono la fase e l'ampiezza di Vgrid, determinate dal blocco PLL;
- δPLL_nG e VPLL_nG sono la fase e l'ampiezza di VnG, determinate dal blocco PLL;
- Kp-δ, Kp-V, KI-δ e KI-V sono i guadagni dei controllori PI utilizzati per la sincronizzazione (il primo indice indica il tipo di guadagno, proporzionale -p- o integrale -I-, e il secondo indice specifica se il guadagno si riferisce al PI per il controllo dell'errore di fase -δ- o al PI per il controllo dell'errore di ampiezza -V);
- σC1 e σC2 sono i segnali di abilitazione enable4 e enable3, con valore impostato a 1 quando i segnali di abilitazione sono nello stato ON e 0 quando sono nello stato OFF.

Nonostante la presenza di una fase di sincronizzazione, il metodo di controllo proposto è classificato come controllo GFM e non GFL. La necessità di sincronizzare le due forme d'onda di tensione al PCC

è necessaria per avere una connessione sicura alla rete. Dopo la connessione, il convertitore impone la tensione al PCC in base al suo controllo interno, senza la necessità di seguire un riferimento esterno. Una volta stabilita la connessione, VnG e Vgrid coincidono e quindi i controllori PI all'interno del blocco di sincronizzazione non impongono ulteriori correzioni sulla forma d'onda generata.

Lo scambio di potenza attiva e reattiva tra il convertitore e la rete è regolato modificando la fase e l'ampiezza della tensione subito a valle dell'inverter, prima del filtro. Si può dimostrare che il flusso di potenza attiva è minimamente influenzato dall'ampiezza della tensione di uscita del convertitore, mentre il flusso di potenza reattiva è minimamente influenzato dalla fase della stessa tensione. Di conseguenza, le potenze attiva e reattiva dipendono rispettivamente dallo sfasamento tra la tensione di uscita del convertitore e la tensione di rete e dalla differenza di ampiezza tra le stesse tensioni. Lo scambio di potenza attiva, e quindi la fase della tensione generata dall'inverter, è controllata secondo i principi dell'LFC. L'Area Control Error (ACE) è così determinato:

$$ACE = \sigma_{D1}\, CE - \sigma_{D2}\, (P_{ref} - P)$$

Dove:

- CE è il Control Error, dato dal prodotto del fattore di bias (B) per l'errore di frequenza Δω;
- P e Pref sono rispettivamente la potenza attiva erogata/assorbita dall'inverter e il valore di riferimento della potenza attiva;
- σD1 e σD2 sono i segnali associati alle abilitazioni enable1 (correzione della frequenza) e enable2 (controllo potenza attiva) rispettivamente.

Il riferimento di potenza attiva (Pref) può varia dinamicamente in base alle esigenze.

Il controllo della potenza reattiva (abilitato da E1 e attivato al tempo t3) opera modulando l'ampiezza di VnG in risposta all'errore di potenza reattiva. L'equazione del dominio di Laplace per determinare V* per t≥t3 è data in (8).

$$V^* = V_{ref} + \sigma_{C2}\left(K_{p-V} + \frac{K_{I-V}}{s}\right)\left(V_{PLL_{grid}} - V_{PLL_{nG}}\right) + \sigma_{E1}\left(K_{p-Q} + \frac{K_{I-Q}}{s}\right)(Q_{ref} - Q)$$

Dove:

- Qref e Q sono rispettivamente il valore di riferimento e il valore misurato della potenza reattiva erogata/assorbita dall'inverter;
- Kp-Q e KI-Q indicano i guadagni del controllo PI utilizzato per correggere l'errore di potenza reattiva;

- σE1 è il segnale associato all'abilitazione enable3 (controllo del reattivo).

4. SIMULAZIONI DELL'ALGORITMO DI CONTROLLO GFM

Sono di seguito riportati alcuni risultati di simulazione condotti in ambiente ANSYS/Simplorer Academic Research Electronics Suite.

Nei primi risultati viene simulata una Comunità Energetica Rinnovabile (CER), illustrata nella figura 15, costituita da diversi utenti consumatori ed un utente dotato di inverter grid-forming (nG1) secondo il modello sopra descritto, a cui è collegato un impianto fotovoltaico ed un sistema di accumulo. Sono inoltre presenti, all'esterno della CER, un veicolo elettrico abilitato al Vehicle to Grid (V2G) e la rete elettrica, simulata, mediante un altro inverter grid-forming che fa da nodo di saldo (nG2).

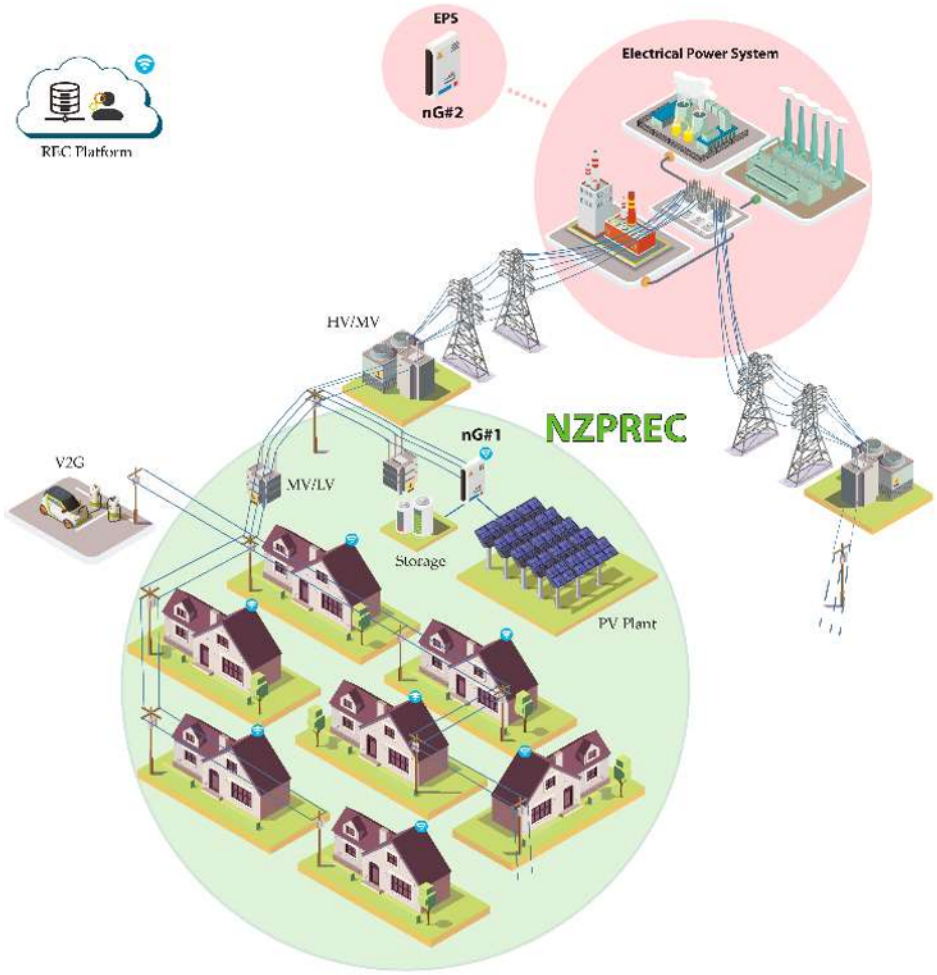

Figura 15: Schema della configurazione di Comunità Energetica Rinnovabile.

Nelle figure seguenti sono illustrati i risultati delle simulazioni ottenute, in termini di potenze attiva, reattiva e frequenza del sistema in corrispondenza delle variazioni di carico all'interno della CER. Nella prima figura (16) sono riportate le potenze attive della rete, della nG1 e della CER. Nella seconda figura (17) sono riportate le potenze reattive scambiate dalla rete e dal nG1. In figura 18 è riportata la frequenza della rete. È possibile osservare la risposta inerziale del controllo implementato in corrispondenza delle variazioni di carico e la successiva correzione, che porta il valore di frequenza della rete prossima al valore nominale.

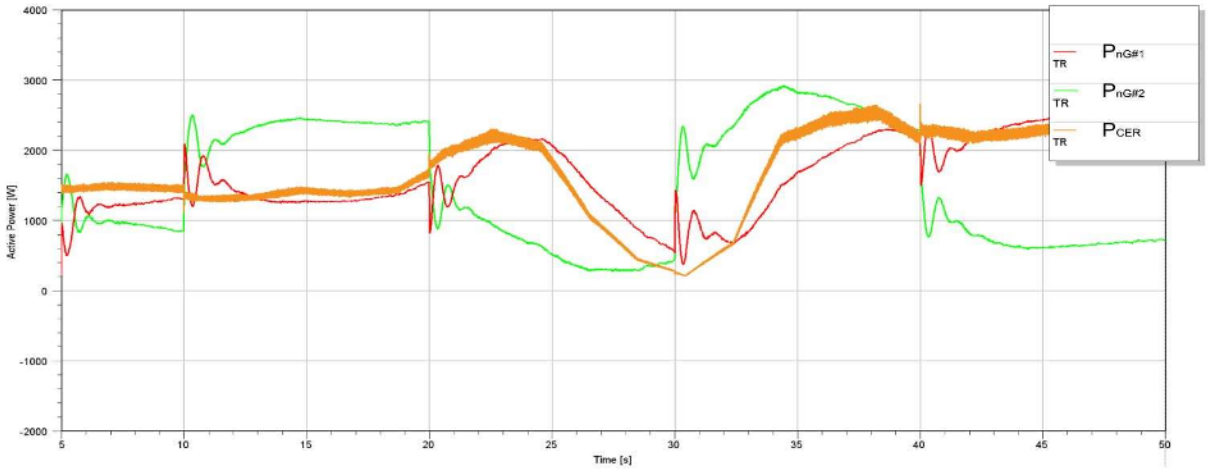

Figura 16: Grafico potenze attive CER ed utenti dotasti di inverter grid-forming.

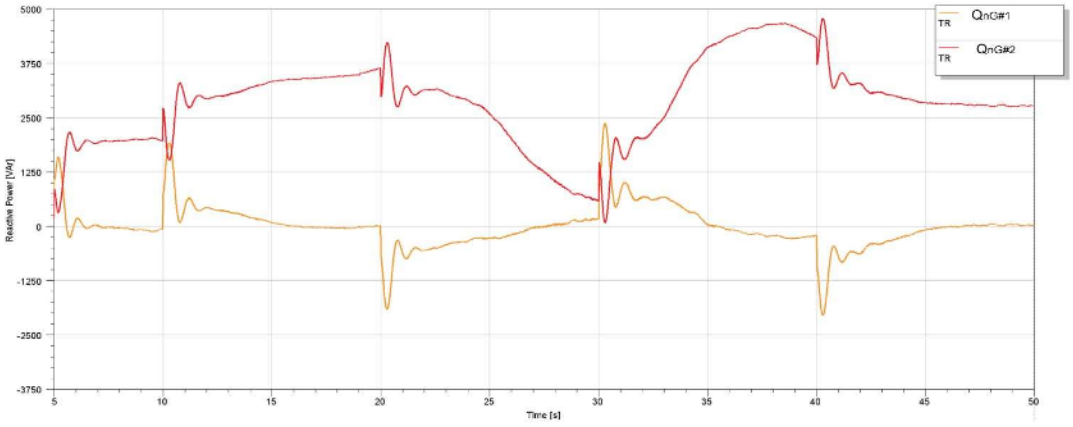

Figura 17: Grafico potenze reattive degli utenti dotati di inverter grid-forming.

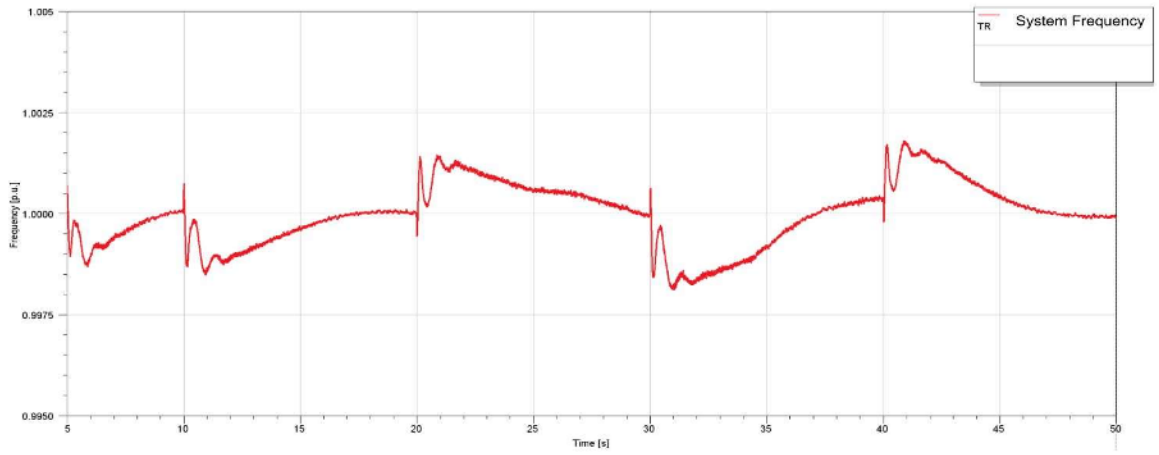

Figura 18: Grafico frequenza di rete.

In un altro studio, è stato analizzato il comportamento del controllo proposto in una minigrid operante in isola. Nella figura 19 è riportata la configurazione simulata, che vede presenti quattro utenti dotati di inverter grid-forming, i quali devono contribuire ad alimentare un carico variabile, quando connesso. In questa configurazione l'utente nG1 svolge la funzione di nodo di saldo, mentre gli altri utenti ricevono set-point di potenza attiva e reattiva da scambiare all'interno della minigrid, da parte del gestore 'Integrated Energy Management System' (IEMS).

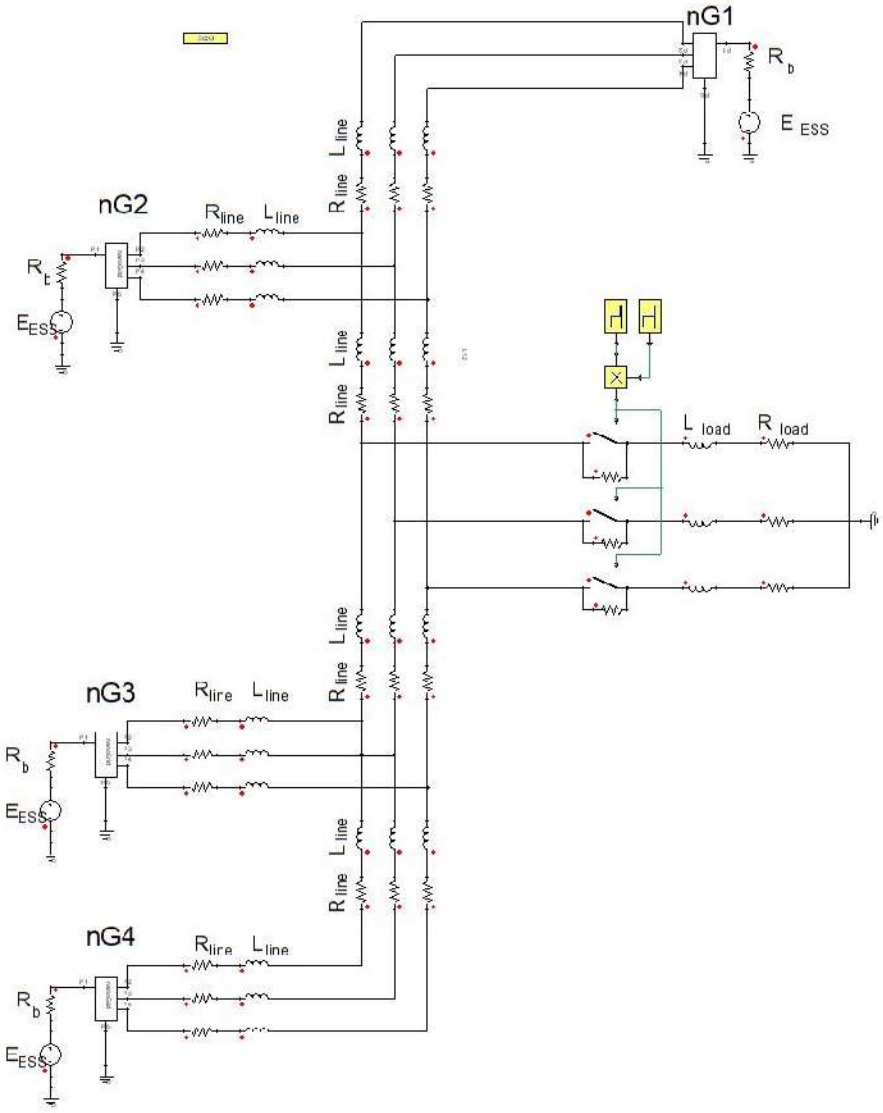

Figura 19: Configurazione della minigrid operante in isola.

Nei risultati di simulazione è possibile osservare le potenze attive e reattive che i vari utenti erogano per inseguire i riferimenti ricevuti dall'IEMS, mentre l'utente che svolge il ruolo di nodo di saldo assorbe o eroga la parte restante per bilanciare le potenze all'interno della minigrid (figure 20 e 21). Nell'ultimo grafico (figura 22) è possibile osservare la frequenza della tensione generata da due dei quattro utenti, dotati di coefficienti di controllo diversi (Droop e Inerzia). È possibile osservare il diverso comportamento in termini di oscillazioni di frequenza ed assestamento al valore di regime, in corrispondenza di variazioni del carico.

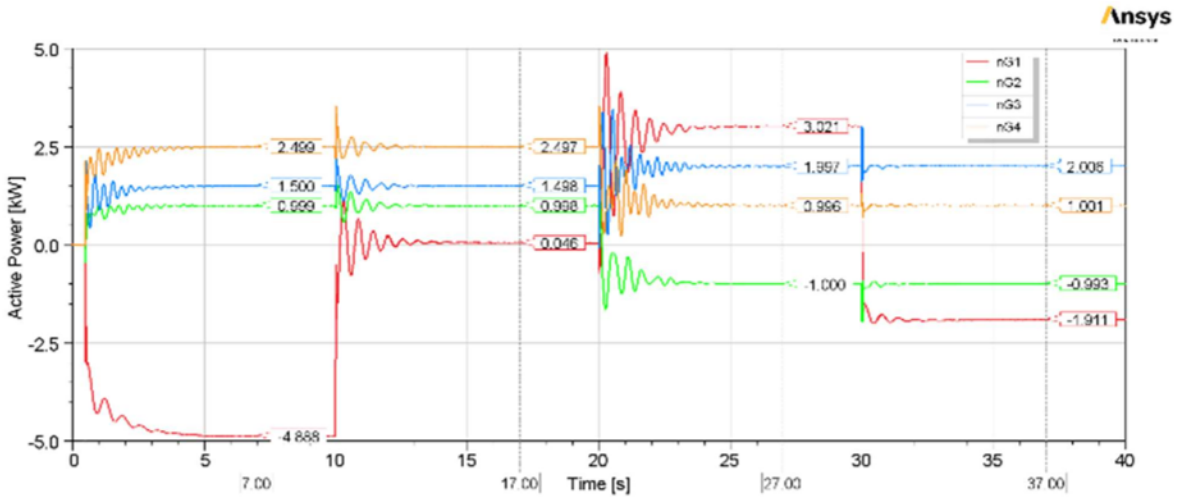

Figura 20: Grafico Potenza attiva dei singoli utenti.

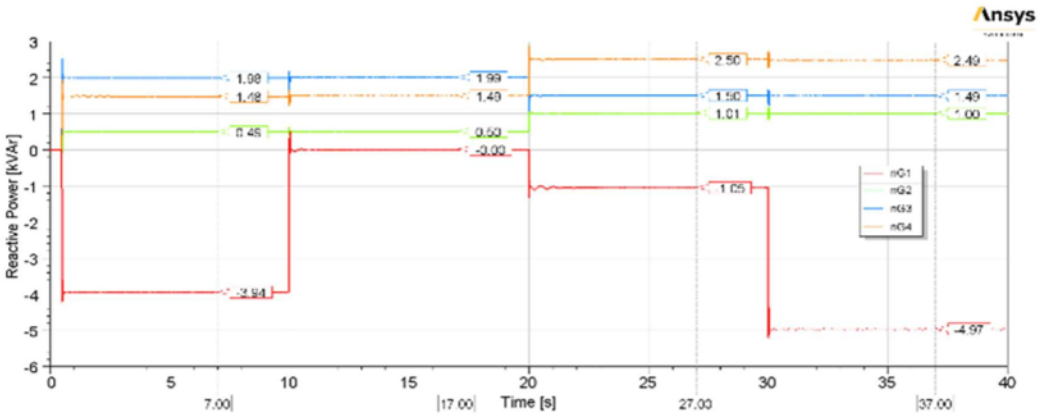

Figura 21: Grafico potenza reattiva dei singoli utenti.

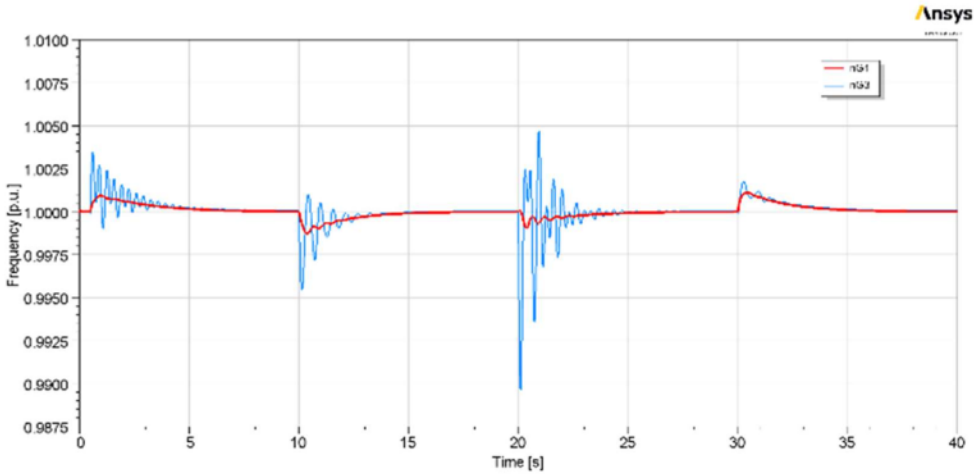

Figura 22: Grafico frequenza della tensione generata da utente 1 ed utente 3.

5. TESTING ALGORITMO DI CONTROLLO GFLW

Entrambi i controlli implementati per il GFLW sono stati testati in configurazione Hardware in the Loop collegando OPAL-RT con il microcontrollore tramite una scheda di condizionamento.

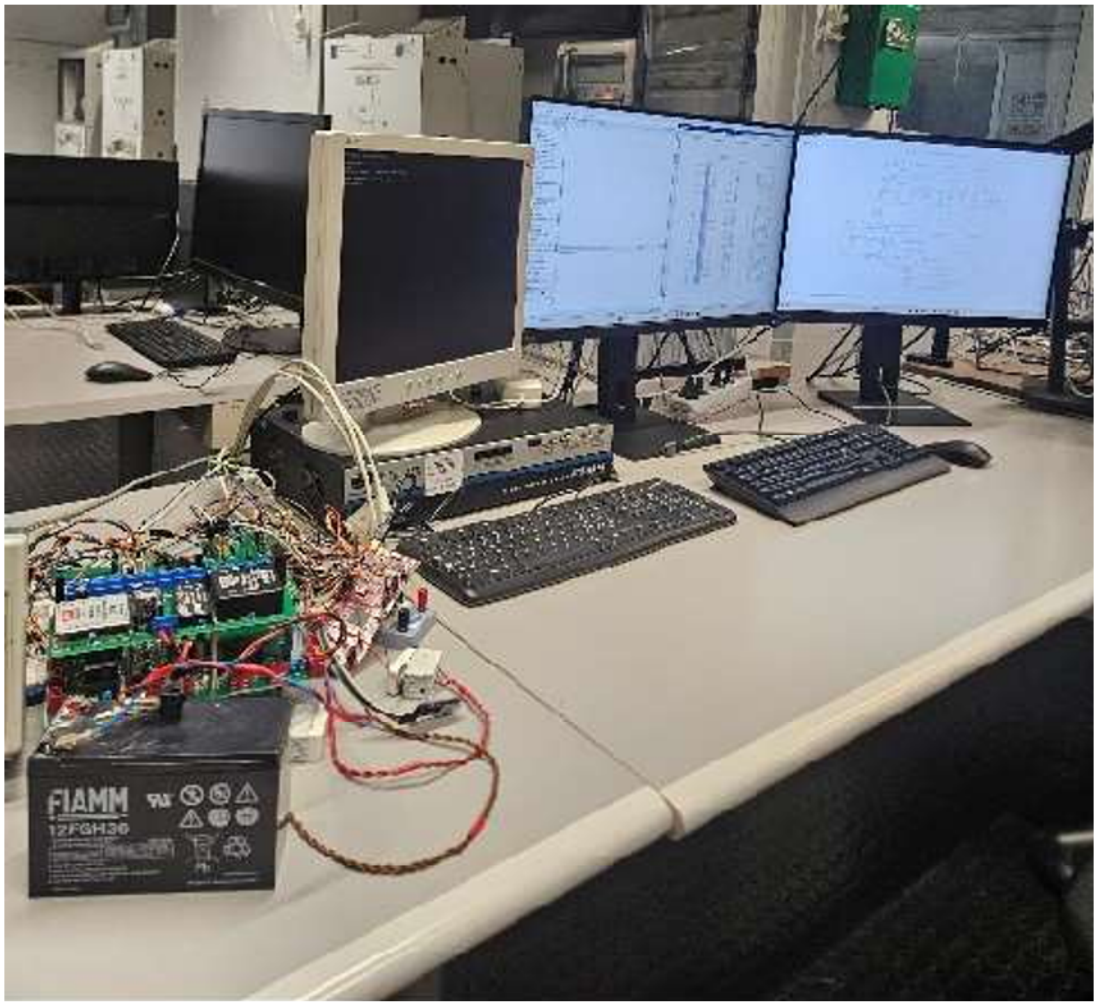

Figura 23: Setup di test del controllo

5.1 FAST RESERVE

I risultati ottenuti dalla simulazione sono i seguenti:

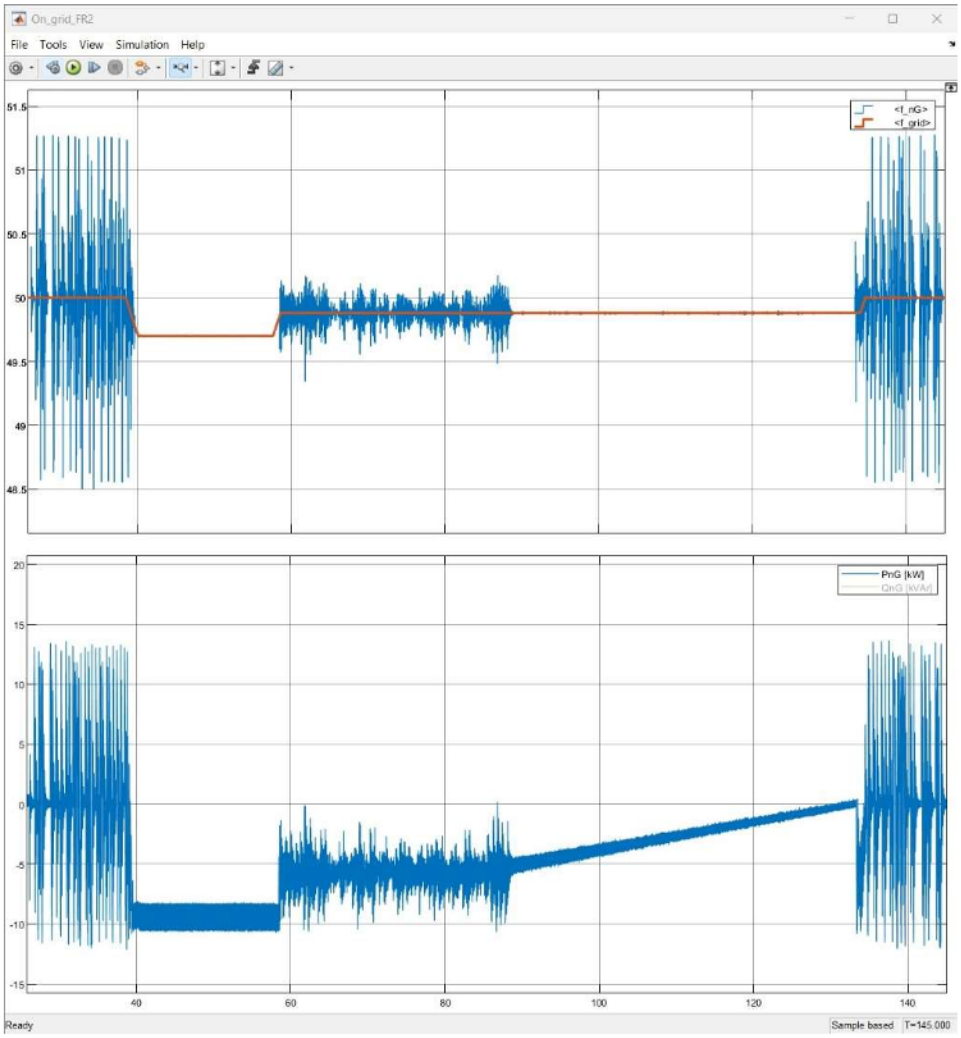

Figura 24: Risultati simulazioni Fast Reserve

Per testare la Fast Reserve è stato ricreata una simulazione analoga a quella descritta nel deriverable D1.2b. Nella prima parte della simulazione lo StorInPlus è nella *fase 1* è quindi non si eroga potenza.

Nella seconda parte della simulazione invece si abbassa la frequenza di rete a $f = 49.7\ Hz$, cioè ad un valore minore della soglia $S_2 = 0.2\ Hz$ da noi impostata. Qui si entra in *fase 2* erogando la massima potenza, in questo caso $P_q = 10kW$.

Nella terza parte della simulazione invece si alza la frequenza di rete a $f = 49.88\ Hz$. In questo caso si è sopra la soglia S_2 e si eroga una potenza proporzionale al valore dell'errore sulla frequenza.

Nella quarta parte, dopo essere rimasti per 30s dalla *fase 2* si passa nella *fase 3* erogando la potenza di derampa P_{deramp} per 45s per avere una facilità maggiore nella visualizzazione dei grafici. Tutti i valori citati nel controllo sono modificabili dal codice del progetto "GFLW_v3_FR_12_5".

Seppur il controllo funziona qualitativamente bene, la stima puntuale della frequenza in alcuni punti della simulazione risulta affetta da rumore.

5.2 INERZIA SINTETICA

I risultati ottenuti dalla simulazione sono i seguenti:

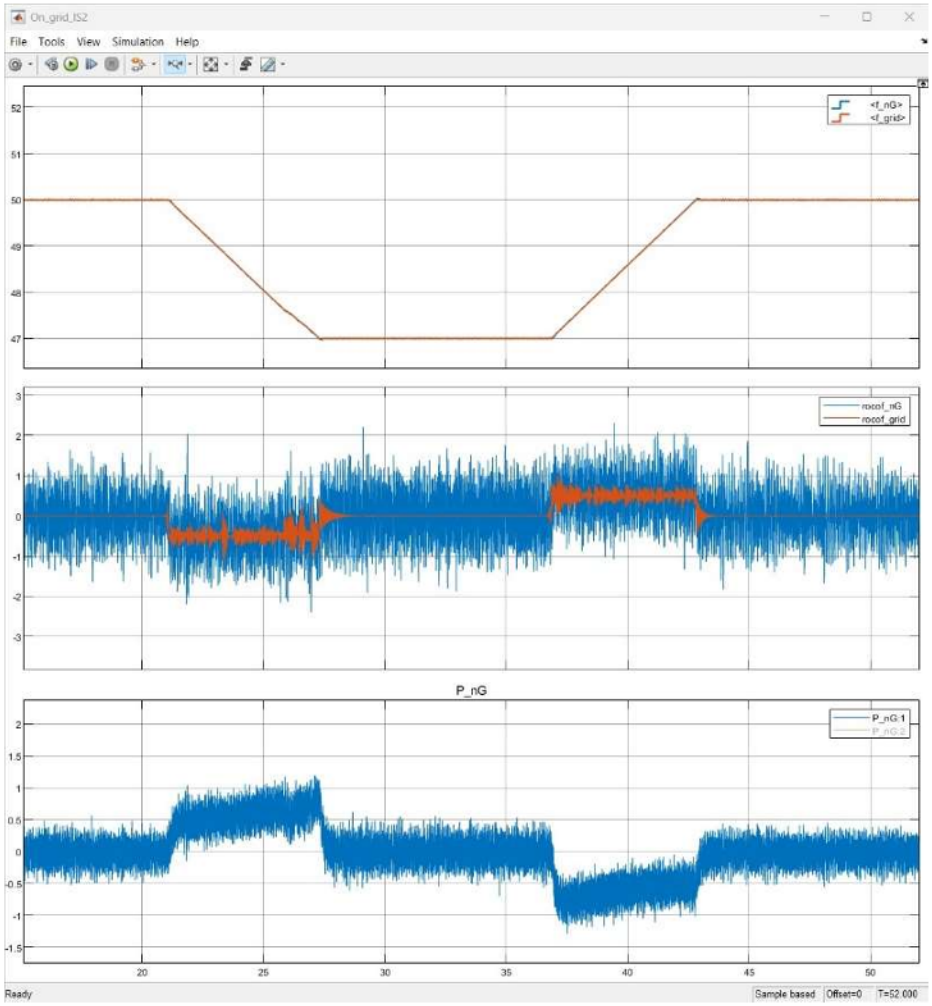

Figura 25: Risultati simulazione Inerzia Sintetica

Per avere dei risultati visibili si è optato per una variazione di frequenza di 3 Hz in 6s. Anche in questo caso le misure sono state particolarmente rumorose, in particolare sul Rocof, ma qualitativamente il controllo ha svolto il suo compito.

6. SISTEMA DI SCAMBIO DATI TRA STORINPLUS-SDA

Lo StorInPlus e l'SDA comunicano tramite comunicazione CANOpen, in particolare lo StorInPlus è collegato al bus CAN tramite i GPIO 12 e 17 del microcontrollore rispettivamente per inviare e ricevere messaggi, mentre le batterie sono collegate al bus tramite il BMS:

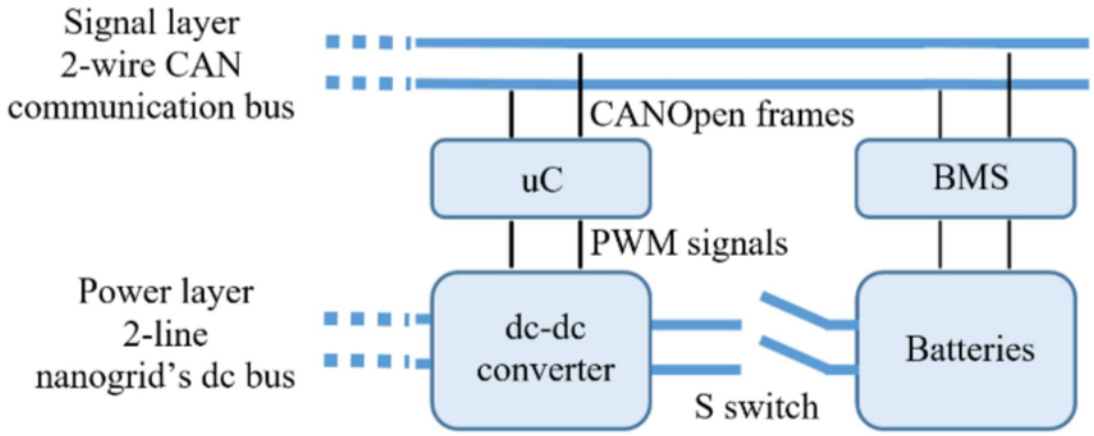

Figura 26: Schema collegamento StorInPlus - SDA

Per la comunicazione CAN, ogni nodo deve avere un dispositivo in grado di tradurre i segnali di tensione sul bus (CANH e CANL) in segnali logici; tale dispositivo è il cosiddetto transceiver CAN. Il transceiver CAN montato sul devkit LAUNCHXL è alimentato da una sorgente di tensione a 3,3V; di conseguenza, i livelli di tensione CANH e CANL che il devkit può leggere/scrivere dipendono da questa tensione di alimentazione.

Il sistema di gestione delle batterie del sistema di accumulo è dotato di un transceiver CAN alimentato a 5V. Nonostante la differenza di tensione di alimentazione tra i due transceiver, la comunicazione tra essi è comunque possibile grazie alla flessibilità del transceiver a 3,3V montato sul devkit.

Il test è stato svolto usando un sistema di accumulo costituito da quattro blocchi di batterie al litio-ferro-fosfato. Ogni blocco ha:

- **Tensione nominale**: 51.2V
- **Energia nominale**: 4.1kWh
- **Capacità nominale**: 80Ah
- **Peso**: 65kg

I blocchi sono collegati in serie, fornendo una tensione nominale complessiva di 204.8V e un'energia equivalente di 16.4kWh.

Si consideri la Figura 26, dove il controllore della nanogrid (uC) genera segnali PWM per azionare il convertitore DC-DC e regolare la corrente del sistema di accumulo a batteria. Per fare ciò, l'uC ha bisogno di conoscere lo stato di carica delle batterie e, pertanto, comunica con il BMS. Se la comunicazione si basa su CANOpen, quattro strumenti predefiniti - Heartbeat (HB), Network Management (NMT), Process Data Object (PDO) e Service Data Object (SDO) - sono già disponibili per avviare la comunicazione tra uC e BMS.

A. Heartbeat (HB)

L'Heartbeat è un messaggio semplice inviato periodicamente dal BMS per indicare lo stato del sistema di accumulo. Gli stati possibili sono: *preoperational* (pronto per l'operazione), *operational* (in funzione) e *stopped* (fermato). Ad esempio, il BMS può inviare un heartbeat ogni 100 ms per aggiornare il sistema sull'attuale stato operativo.

B. Network Management (NMT)

Il Network Management è un comando utilizzato per cambiare lo stato del sistema di accumulo. Il BMS, all'avvio, si trova in stato *preoperational*, pronto per essere configurato. Tramite un comando NMT, il BMS può passare a *operational* per iniziare la gestione delle batterie o a *stopped* per interrompere ogni attività e aprire l'interruttore di connessione.

C. Process Data Object (PDO)

Il PDO è un messaggio contenente dati variabili, come tensioni, correnti, temperature, stati delle batterie, e avvisi. Può includere fino a 8 byte di informazioni e viene inviato con frequenze che variano da 100 ms a pochi secondi, a seconda dell'applicazione.

D. Service Data Object (SDO)

L'SDO è utilizzato per leggere o modificare i dati contenuti nei PDO. Si basa su una comunicazione peer-to-peer tra il BMS e un microcontrollore. È utile per configurazioni o aggiornamenti specifici, anche se nel testo fornito il suo utilizzo non è stato approfondito.

Si sono fatti i seguenti test per testare il sistema:

Test	Initial	Intermediate	Final
State	pre operational	operational	operational
Heartbeat	27	5	5
PDO 1: Info General 1			
Current (A)	-	0	0
Voltage (Vdc)	-	220	231
State of Charge (%)	-	100	100
State of Health (%)	-	100	100
Batteries State	-	100	100
Keep Alive	-	20	29
PDO 2: Info General 2			
Remaining Cap (Ah)	-	80	80
Remaining En. (Wh)	-	17640	18515
Charge condition	-	0	4
PDO 3: Info General Fast			
Current (A)	-	0	0
Highest Cell Voltage (mV)	-	3454	3621
Lowest Cell Voltage (mV)	-	3429	3574
Average Cell Voltage (mV)	-	3447	3617
PDO 4: Info Temperatures			
Lowest Cell Temp. (°C)	-	24	24
Highest Cell Temp. (°C)	-	25	29
Average Cell Temp. (°C)	-	24	24
Average Board Temp. (°C)	-	28	33
PDO 5: Info Resistances			
Lowest Cell Res. (mOhm)	-	0	0
Highest Cell Res. (mOhm)	-	0	0
Average Cell Res. (mOhm)	-	0	0
PDO 6: Info Setpoint			
Discharge Setpoint (A)	-	0	80
Charge setpoint (A)	-	40	1

Tabella 1

PDO 1: Info General 1	
Current (A)	2
Voltage (V)	221
PDO 2: Info General 2	
Charge condition	1
PDO 6: Info Setpoint	
Discharge Setpoint (A)	0
Charge setpoint (A)	40

Tabella 2

1 Test iniziale

Quando si preme il pulsante di avvio, il sistema di accumulo da 16,4 kWh si accende e assume lo stato di pre-operatività. In questo stato, il sistema di accumulo è attivo, ma nessuna corrente viene fornita o assorbita dalle batterie, poiché l'interruttore **S** in Figura 26, che collega le batterie al convertitore DC-DC, è aperto. In questa modalità, il BMS invia solo heartbeat (HB), ciascuno dei quali contiene il numero intero 27. Nessun PDO (Process Data Object) viene inviato, come mostrato nella prima colonna della Tabella 1.

Il test iniziale consiste nell'invio di una richiesta, ovvero un comando **NMT** (Network Management), dal devkit al BMS per cambiare lo stato del BMS stesso da pre-operativo a operativo. A tale scopo, la parola chiave **Change_to_Operational** (scelta dagli autori) viene preliminarmente inviata al devkit tramite il terminale seriale Hercules mostrato nella seguente figura.

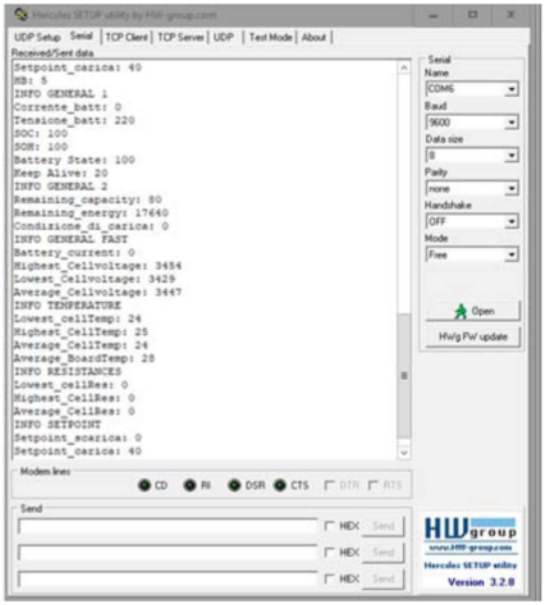

Figura 27: Terminale seriale Hercules per la comunicazione CAN

Il devkit genera il comando **NMT**, il transceiver lo traduce e lo invia sul CANbus al BMS. Il BMS chiude l'interruttore **S** in Figura 26 e cambia lo stato del sistema di accumulo. Da questo momento, il BMS invia sia heartbeat (HB) che PDO.

2 Test intermedio

La seconda colonna della Tabella 1 riporta i valori di HB e PDO quando lo stato del sistema di accumulo è passato a operativo. Il valore dell'heartbeat è ora pari a 5.
Il primo PDO, denominato **PDO 1: General Info 1**, riporta i valori di corrente e tensione ai terminali dell'interruttore **S**, lo stato di carica (**SOC**, State of Charge), lo stato di salute (**SOH**, State of Health) e lo stato della batteria. Quest'ultimo indica se è in corso un processo di scarica, carica o calibrazione. Nel caso studio, la corrente è zero, la tensione è 220 Vdc, lo stato di carica e lo stato di salute sono al massimo, le batterie sono in modalità di protezione e il valore di **keep alive** è pari a 20 (questo valore viene aggiornato continuamente, come spiegato in seguito).

Il secondo PDO, denominato **PDO 2: Info General 2**, riporta la capacità residua, l'energia residua e la condizione di carica. I valori di capacità residua ed energia residua sono al massimo, mentre la condizione di carica è pari a zero, ovvero nessuna corrente viene esportata o importata dal convertitore DC-DC.

Il terzo PDO, denominato **PDO 3: General Info Fast**, mostra i valori massimo, minimo e medio della tensione delle celle; il quarto PDO, denominato **PDO 4: Info Temperatures**, e il quinto PDO, denominato **PDO 5: Info Resistances**, riportano rispettivamente i valori di temperatura e resistenza di ciascuna cella.

Il sesto e ultimo PDO, denominato **PDO 6: Info Setpoint**, fornisce i setpoint della corrente di carica e della corrente di scarica della batteria. Questi valori rappresentano i valori ottimali, corrispondenti alla massima efficienza.
Si noti che lo stato di carica del sistema di accumulo, come riportato nel **PDO 1**, è al 100%, mentre il setpoint di scarica riportato nel **PDO 6** è pari a 0 A. Questa incoerenza è evidente, poiché il BMS afferma contemporaneamente che il sistema di accumulo è completamente carico ma che nessuna corrente può essere esportata. Questa incoerenza si verifica ogni volta che il BMS viene riavviato e può essere risolta esclusivamente attraverso un processo di carica completa.

Infatti, quando riavviato, il BMS non conosce – e non può essere sicuro – dello stato reale del sistema di accumulo. Di conseguenza, il BMS carica e bilancia le celle, calibra i dispositivi di misura e reimposta i contatori. Per questo motivo, il sistema di accumulo è stato collegato in laboratorio a un alimentatore

programmabile DC, **CHROMA mod. 32050H-60S**, e si è avviato un processo di carica completa. La tensione di alimentazione e la corrente massima disponibile per la ricarica sono pari a 230 Vdc e 10 A, rispettivamente. Durante tale processo di carica, il BMS invia heartbeat e PDO; alcuni di questi dati sono riportati nella Tabella 2.

La corrente di carica è pari a 2 A, la tensione è 221 Vdc, e il valore del setpoint di scarica è invariato, pari a 0 A, indicando che il processo di carica non è ancora terminato. Questa stessa conclusione si deduce osservando il setpoint di carica, che è pari a 40 A, mentre questo valore sarebbe zero, o quasi zero, al completamento della carica completa.

Test Finale

I valori degli heartbeat (HB) e dei Process Data Object (PDO) inviati dal BMS al termine del processo di ricarica completa sono riportati nell'ultima colonna della Tabella 1. In particolare, la *Charging Condition* assume il valore 4, confermando la conclusione del processo di ricarica. Inoltre, il valore del *Discharge Setpoint* è ora pari a 80A, segnalando che il sistema di accumulo è pronto per esportare corrente e potenza. Infine, il *Charge Setpoint* ha un valore di 1A, confermando ulteriormente che il processo di ricarica è stato completato.

Dai risultati ottenuti si può constatare che lo StorInPlus e l'Sda comunicano correttamente.

7. SISTEMA DI SCAMBIO DATI TRA STORINPLUS-PIATTAFORMA VISTO

Come discusso in D3.1a lo StorInPlus deve comunicare con la piattaforma ViSto mediante protocollo MQTT (con accesso ad internet), inviando e ricevendo i vari dati e parametri. Tuttavia, la soluzione più conveniente è che sia presente un apposito gateway che si interfaccia tra dispositivo StorInPlus e piattaforma ViSto. In questo modo il dispositivo StorInPlus potrà interfacciarsi verso l'esterno con uno dei protocolli industriali standard e tramite questo, il gateway, farà da interfaccia verso la piattaforma ViSto utilizzando il protocollo MQTT.

In definitiva, la soluzione prospettata è che l'interfaccia di comunicazione tra il dispositivo StorInPlus e piattaforma ViSto sarà implementata su un dispositivo che si collegherà localmente allo StorInPlus, mediante un protocollo proprietario di tipo seriale (USB, RS232 o RS485, Modbus o CANbus) e comunicherà con la piattaforma mediante protocollo MQTT via internet, come schematizzato nella Figura 28.

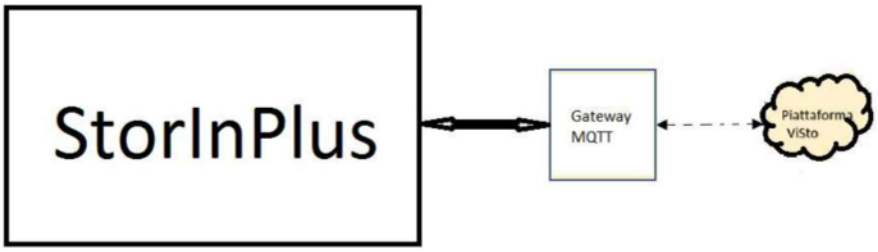

Figura 28: Scheda di comunicazione tra StorInPlus e Piattaforma ViSto

8. RIFERIMENTI

- Menniti D., Sorrentino N., Pinnarelli A., Brusco G., Vizza P., Barone G., Enabling Technologies for Near Zero Power Renewable Energy Communities Model to Increase RES Penetration and Support the Electrical Power System, IEEE 7th International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST2024) – 10-12 September 2024 – Torino (Italy).
- D. Menniti, N. Sorrentino, A. Pinnarelli, G. Brusco, G. Spena and G. Barone, "Control of Nanogrids with Distributed Storage Optimization and Frequency Support for Renewable Energy Community Applications" 2024 AEIT International Annual Conference (AEIT), Trento, Italy, 25-27 September 2024, pp. 1-6.
- D. Menniti, N. Sorrentino, A. Pinnarelli, G. Brusco, G. Spena and G. Barone, "DC Nanogrid Application in Minigrid for Rural Electrification and Humanitarian Emergencies" 2024 IEEE International Humanitarian Technologies Conference (IHTC) 2024, Bari, Italy, 27-30 November 2024, pp. 1-7.

ANNA
PINNARELLI
06.05.2025
00:53:33
GMT+02:00