



UNIVERSITÀ  
DEGLI STUDI  
DI PADOVA

UNIVERSITÀ' DEGLI STUDI DI PADOVA

**Dipartimento di Ingegneria Industriale DII**

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria dell'Energia Elettrica

SVILUPPO DI MODELLI PER L'ANALISI DINAMICA  
DELLA MICROGID SPERIMENTALE DEL PROGETTO  
PrInCE

Relatore: Prof. Roberto Turri

Studente: Andrea Vian

Matricola: 1128911

Anno Accademico 2017/2018



# INDICE

INDICE	I
SOMMARIO	V
ABSTRACT	VII
ELENCO FIGURE	IX
ELENCO TABELLE	XIII
INTRODUZIONE	1
1 STRATEGIE DI GESTIONE DELLE MICROGRID	3
1.1 Le microgrid	3
1.2 Struttura della microgrid	5
1.2.1 Distribuzione interna	6
1.2.2 Generazione nelle microgrid	7
1.2.3 Sistemi di accumulo	7
1.2.4 Sistemi in isola	8
1.2.5 Sistema di protezione nelle MG	8
1.3 Quali benefici nell'utilizzo delle MG?	9
1.3.1 Benefici	9
1.3.2 Svantaggi	10
1.4 Connessione con la rete di distribuzione	11
1.5 Il sistema di controllo	12
1.5.1 Configurazioni di gestione della rete	12
1.5.2 Regolazione nelle MG	13
1.5.2.1 Regolazione di frequenza	14
1.5.2.2 Regolazione di tensione	15
1.5.3 Regolazione in presenza di convertitori	16
1.5.3.1 Inverter pilotati in tensione: FORMING	16
1.5.3.2 Inverter pilotati in corrente: FOLLOWING	16
1.5.3.3 Inverter pilotati in droop: SUPPORTING	17
1.5.3.4 Controllo dei convertitori	17
1.6 Power Management System	17
1.6.1 Allegato O CEI 0-16	18
1.6.1.1 Modalità di funzionamento e prestazioni minime	19
1.6.1.2 Modalità operative del CCI	20
1.6.1.3 Monitoraggio dell'impianto	21
2 LA MICROGRID SPERIMENTALE PrInCE	25

2.1	LA RETE	25
2.2	GLI ELEMENTI DELLA RETE	27
2.2.1	Trasformatore ed elementi di connessione della rete	27
2.2.2	Cogeneratore	27
2.2.3	Microturbina	29
2.2.4	Impianto fotovoltaico	30
2.2.5	Sistema di accumulo	31
2.2.6	Carichi	31
2.3	Sistema di controllo	31
2.4	Strategia di controllo	33
2.4.1.1	Funzionamento in parallelo alla rete di distribuzione (grid connected)	34
2.4.1.2	Passaggio automatico da grid connected a off-grid	34
2.4.1.3	Funzionamento in isola	34
2.4.1.4	Passaggio da isola a parallelo con la rete	34
2.4.1.5	Riaccensione della microgrid in isola (black start)	34
3	MODELLIZZAZIONE DELLA MICROGRID	35
3.1	Schema della rete	35
3.2	CHP	38
3.2.1	Configurazione CHP con generatore sincrono	38
3.2.1.1	Operatività e risposta dinamica della turbina	39
3.2.1.2	Modello CHP con macchina sincrona	41
3.2.2	Configurazione CHP con convertitore di interfaccia utilizzato in PrInCE	46
3.2.2.1	Generazione	47
3.2.2.2	Controllo convertitore lato macchina	48
3.2.2.3	Controllo convertitore lato microgrid	51
3.3	MICROTURBINA	55
3.3.1	Modello della microturbina	57
3.3.2	Modello dell'interfaccia microturbina-MG	59
3.4	Impianto PV	60
3.4.1	Controllo sulla temperatura e irraggiamento	61
3.4.2	Modello PV array	62
3.4.3	Controllo sulla potenza attiva e reattiva	64
3.4.3.1	Regolazione della potenza attiva	64
3.4.3.2	Regolazione della potenza reattiva	65
3.4.4	Controllo dell'inverter di interfaccia	66
3.5	Sistema di accumulo	67
3.5.1	Modello sistema di accumulo in DIgSILENT	71
3.5.1.1	Modello batteria	72

3.5.1.2 Controllo dell'impianto di accumulo	73
4 VALIDAZIONE E SETTING DEI MODELLI	77
4.1 Sistema di misurazione e validazione	77
4.2 Batteria	78
4.2.1 Setting modello BESS	79
4.2.1.1 Test 14	79
4.2.1.2 Test 3	82
4.2.2 Validazione del modello BESS	84
4.2.2.1 Test 2	84
4.2.2.2 Test 22	86
4.3 Microturbina	87
4.3.1 Setting e validazione dei modelli	88
4.4 CHP	92
4.4.1 Validazione modello V-f	92
4.4.2 Validazione modello PQ	97
4.4.2.1 Prova 1: setting	97
4.4.2.2 Prova 2: validazione	99
4.4.3 Validazione del passaggio in isola	100
4.4.4 Simulazione di uno scenario	105
CONCLUSIONI	111
RINGRAZIAMENTI	113
BIBLIOGRAFIA	115
APPENDICI	119
Appendice A1	119
Appendice A2	120



## SOMMARIO

Oggi giorno le microgrid stanno diventando una realtà sempre più affermata grazie anche al continuo sviluppo che stanno avendo le fonti energetiche distribuite. L'utilizzo di generazione distribuita in piccole aree urbane o in comunità isolate, permette il miglioramento della fornitura elettrica incrementando la qualità del servizio fornito all'utenza finale, ma si deve tenere in considerazione che l'integrazione di fonti non dispacciabili richiede l'ottimizzazione della produzione e lo studio della stabilità del sistema, specialmente in concomitanza a particolari situazioni che possono verificarsi in rete, come la perdita di un generatore o per un guasto. Inoltre è ormai prassi comune utilizzare convertitori per l'accoppiamento dei generatori alla rete; questo porta ad una riduzione dell'inerzia globale della rete e conseguenti ripercussioni sulla stabilità del sistema. In questa tesi si è affrontato lo studio della stabilità della microgrid sperimentale PrInCE, andando a rappresentare in DIgSILENT PowerFactory i vari componenti della rete e successivamente i controllori che riproducono il comportamento dinamico dei generatori e della rete nel suo complesso, simulando degli scenari di variazione di carico e generazione e paragonandoli con delle misurazioni effettuate sul campo.





## **ABSTRACT**

Nowadays microgrids are becoming more and more present, especially thanks to the contribution of distributed generation. The utilization of locally generated power in small urban realities and isolated communities allows for the bettering the power quality of the electrical system for the end user, but it brings also new challenges. Amongst them are the optimization of the generation, which cannot be planned, and stability of the network, especially in the case of a generator or grid fail. The widely diffusion of power electronics, needed to connect generators to the grid, is cause of a loss of inertia in the system, threatening the stability of the system. This work tackles the study of the stability issue inside the experimental microgrid called PrInCE through the use of the software environment DIgSILENT PowerFactory. The network has been modelled with its controllers, in order to properly simulate the dynamic response of the system under different scenarios of load and generation variation. Results have been validate with on-field measurements.



## ELENCO FIGURE

- Fig. 1.1 Potenza totale delle microgrid per area geografica
- Fig. 1.2 Esempio di MG con distribuzione interna in dc
- Fig. 1.3 Esempio di MG con distribuzione interna in ac
- Fig. 1.4 Schema di connessione secondo Norma CEI 0-16
- Fig. 1.5 Circuito equivalente generatore sincrono ideale
- Fig. 1.6 Caratteristiche P-f di due gruppi di generazione con diversi gradi di statismo
- Fig. 1.7 Caratteristica droop P-f
- Fig. 1.8 Caratteristica droop V-Q
- Fig. 1.9 Schema generale del CCI
- Fig. 1.10 Schema a blocchi con anelli di regolazione proposti del CCI
- Fig. 1.11 Esempio di definizione delle caratteristiche di potenza di un sistema di generazione
- Fig. 2.1 Schema generalizzato della MG sperimentale
- Fig. 2.2 Schema unifilare della MG sperimentale PrInCE
- Fig. 2.3 Immagine del cogeneratore
- Fig. 2.4 Dettaglio impiantistico del CHP
- Fig. 2.5 Immagine della microturbina
- Fig. 2.6 Immagine dell'impianto fotovoltaico
- Fig. 2.7 Immagine del sistema di accumulo
- Fig. 2.8 Architettura hardware per la gestione della MG sperimentale
- Fig. 2.9 Schema logico del sistema SCADA
- Fig. 2.10 Strategie di controllo in relazione agli stati operativi della microgrid PrInCE
- Fig. 3.1 Grid 1: schema allacciamento della MG alla rete di distribuzione
- Fig. 3.2 Grid 2: schema elettrico interno della MG
- Fig. 3.3 Configurazione single shaft
- Fig. 3.4 Configurazione multi shaft
- Fig. 3.5 Diagramma a blocchi del controllo della turbina
- Fig. 3.6 Dipendenza della potenza prodotta dalla turbina a gas in funzione di temperatura e pressione ambientale
- Fig. 3.7 Frame CHP
- Fig. 3.8 Model relativo alla turbina a gas del CHP
- Fig. 3.9 Model del sistema di controllo P-f del CHP
- Fig. 3.10 Model del sistema di eccitazione del generatore sincrono
- Fig. 3.11 Caratteristica coppia-scorrimento macchina asincrona
- Fig. 3.12 Schema del governor per turbina a gas
- Fig. 3.13 Schema a blocchi del controllore interno utilizzato da DgS [52]
- Fig. 3.14 Frame di controllo Q- Vdc [51]
- Fig. 3.15 Model controllo tensione bus dc
- Fig. 3.16 Model controllo sulla potenza reattiva prodotta
- Fig. 3.17 Modello controllo corrente dq
- Fig. 3.18 Frame controllo inverter lato rete in modalità P-Q
- Fig. 3.19 Modello per il controllo della potenza attiva prodotta verso la MG
- Fig. 3.20 Frame controllo inverter lato rete in modalità Master
- Fig. 3.21 Model controllo V-f dell'inverter lato MG
- Fig. 3.22 Modello per la regolazione di frequenza della modalità Master
- Fig. 3.23 Schema di un impianto con generazione da microturbina
- Fig. 3.24 Frame per la regolazione della microturbina
- Fig. 3.25 Rilievo della caratteristica potenza velocità di una microturbina [55]
- Fig. 3.26 Frame per la modellizzazione dell'impianto PV
- Fig. 3.27 Modello misura temperatura e irraggiamento
- Fig. 3.28 Caratteristica V-I e V-P in funzione dell'irraggiamento

Fig. 3.29 Modello per il controllo dell'array PV

Fig. 3.30 Schema utilizzato in DgS per il calcolo della tensione di array

Fig. 3.31 Modello per il controllo della potenza prodotta con regolazione di frequenza

Fig. 3.32 Modello per il controllo della tensione ac in rete

Fig. 3.33 Modello per il controllo dell'inverter di interfaccia dell'impianto PV

Fig. 3.34 Schema a blocchi del sistema C-BESS 70

Fig. 3.35 Risultato campionatura: caratteristica V-C di cella

Fig. 3.36 Caratteristica tensione a vuoto-capacità

Fig. 3.37 Caratteristica  $R_{int}$ -Ah

Fig. 3.38 Caratteristica  $R_{int}$ -C

Fig. 3.39 Interpolazione della funzione  $R_{int}=f(C,Ah)$

Fig. 3.40 Frame per la gestione del sistema di accumulo

Fig. 3.41 Dettaglio sistema di accumulo in DgS

Fig. 3.42 Modello per il controllo del generatore "batteria"

Fig. 3.43 Modello di controllo dell'inverter del sistema di accumulo

Fig. 3.44 Modello semplificato per il controllo dell'inverter del sistema di accumulo

Fig. 4.1 Schema impianto nella piattaforma SCADA

Fig. 4.2 Immagine del sistema di misura durante le prove

Fig. 4.3 Schermata sistema di controllo e misura BESS

Fig. 4.4 Profilo della potenza misurata del BESS nel Test 14

Fig. 4.5 Profilo potenza attiva ottenuto con modello default

Fig. 4.6 Profilo potenza attiva ottenuto con modifica dei parametri

Fig. 4.7 Grandezze del sistema di accumulo

Fig. 4.8 Profilo della potenza misurata del BESS nel Test 3

Fig. 4.9 Profilo potenza attiva ottenuto con modello default

Fig. 4.10 Profilo potenza attiva ottenuto con seconda modifica dei parametri

Fig. 4.11 Grandezze del sistema di accumulo

Fig. 4.12 Profilo della potenza misurata del BESS nel Test 2

Fig. 4.13 Profilo potenza attiva ottenuto con parametri default

Fig. 4.14 Profilo potenza attiva ottenuto con parametri stimati

Fig. 4.15 Profilo della potenza misurata del BESS nel Test 22

Fig. 4.16 Profilo potenza attiva ottenuto con parametri stimati

Fig. 4.17 Rilievo caratteristiche operative della microturbina con sistema SCADA

Fig. 4.18 Verifica caratteristica potenza-velocità di rotazione rispetto al modello implementato

Fig. 4.19 Misura del transitori di potenza erogata dalla microturbina durante i Test

Fig. 4.20 Profilo di potenza attiva ottenuto con parametri di default

Fig. 4.21 Grandezze del sistema microturbina

Fig. 4.22 Profilo della velocità di rotazione ottenuto in DgS

Fig. 4.23 Schema SIMULINK per elaborazione misure

Fig. 4.24 Schema SIMULINK per elaborazione misure-1

Fig. 4.25 Segnali di tensione e corrente misurati sul CHP

Fig. 4.26 Profilo di potenza ricavato dalle misure

Fig. 4.27 Profilo di tensione sul bus dc ricavato dalle misure

Fig. 4.28 Profilo di potenza attiva prodotta dal CHP in DgS

Fig. 4.29 Confronto tra potenza attiva prodotta dal CHP e riferimento F0Hz

Fig. 4.30 Confronto tra tensione ac ai morsetti dell'inverter V-f e il riferimento Pm

Fig. 4.31 Profilo di potenza attiva prodotta dal CHP dopo la modifica del tempo di variazione del carico

Fig. 4.32 Profilo di potenza misurato con SCADA-1

Fig. 4.33 Profilo di potenza ottenuto con parametri di default

Fig. 4.34 Modello per il controllo della potenza attiva prodotta verso la MG-modificato

Fig. 4.35 Profilo di potenza attiva ottenuto dopo la modifica del model

Fig. 4.36 Grandezze del sistema CHP

Fig. 4.37 Profilo di potenza misurato con SCADA-2

Fig. 4.38 Profilo di potenza attiva ottenuta con parametri stimati

- Fig. 4.39 Transizione in isola con modalità bumpless
- Fig. 4.40 Transizione in isola con modalità non-bumpless
- Fig. 4.41 Istantanea della finestra di controllo SCADA dopo il passaggio in isola
- Fig. 4.42 Potenza attiva e reattiva dei sistemi CHP, BESS e PV
- Fig. 4.43 Potenza attiva e reattiva dei carichi e scambiata con la main grid
- Fig. 4.44 Frequenza e tensione sulla sbarra MS
- Fig. 4.45 Dettaglio di frequenza e tensione durante il passaggio in isola in modalità non-bumpless
- Fig. 4.46 Dettaglio della tensione ai morsetti dell'inverter grid-side del CHP
- Fig. 4.47 Confronto tra comando F0Hz e potenza prodotta
- Fig. 4.48 Confronto tra comando Pm\_in e tensione ai morsetti dell'inverter
- Fig. 4.49 Profilo delle potenze scambiate con la rete nazionale e i carichi della MG
- Fig. 4.50 Profilo di potenza attiva e reattiva dei dispositivi presenti nella MG
- Fig. 4.51 Esempio di curva di produzione di energia da impianto PV
- Fig. 4.52 Profilo di potenza prodotta dall'impianto CHP all'istante  $t=70$  s
- Fig. 4.53 Dipendenza della potenza e tensione dell'inverter grid-side del CHP rispetto ai segnali Pm\_in, F0Hz
- Fig. 4.54 Dettaglio frequenza e tensione sulla sbarra MS in isola con incremento di carico
- Fig. 4.55 Dettaglio tensione ai morsetti dell'inverter grid-side del CHP in isola con incremento di carico



## ELENCO TABELLE

- Tab. 2.1 Descrizione delle linee per il collegamento dei dispositivi della rete
- Tab. 2.2 Dati tecnici cogeneratore
- Tab. 2.3 Dati tecnici microturbina
- Tab. 2.4 Dati tecnici impianto fotovoltaico
- Tab. 2.5 Caratteristiche tecniche batteria ST523
- Tab. 3.1 Parametri del modello di carico dinamico
- Tab. 3.2 Parametri stimati con l'interpolazione
- Tab. 3.3 Possibili punti di lavoro della microturbina
- Tab. 4.1 Misure sul sistema di accumulo
- Tab. 4.2 Parametri modello regolazione PQ BESS
- Tab. 4.3 Parametri del modello di regolazione PQ BESS; seconda modifica
- Tab. 4.4 Rilievo punti di lavoro della microturbina
- Tab. 4.5 Test eseguiti sulla microturbina
- Tab. 4.6 Parametri per la regolazione PQ della microturbina
- Tab. 4.7 Profilo di potenza ottenuto con parametri stimati
- Tab. 4.8 Parametri modello regolazione PQ CHP
- Tab. 4.9 Potenze attive immesse in MS prima della transizione in isola





# INTRODUZIONE

Negli ultimi anni il sistema elettrico sta subendo importanti cambiamenti sia sotto l'aspetto strutturale che di gestione. Ciò è dovuto sia alla liberalizzazione del mercato elettrico, ma soprattutto alla diffusione di sistemi di generazione distribuita, e in particolare da fonti rinnovabili. L'installazione di tali impianti (con taglia da pochi kW a decine di MW) è supportata anche grazie a politiche nazionali che mirano alla riduzione delle emissioni di sostanze inquinanti nell'ambiente, infatti gli impianti di generazione distribuita tipicamente utilizzano tecnologie che permettono una riduzione delle emissioni. Inoltre le dimensioni dei vari impianti di generazione ne permette l'installazione in aree urbane o isolate, eliminando la necessità di grandi infrastrutture e permette di alleggerire in parte il sistema di trasmissione. Per sfruttare a pieno i vantaggi della generazione distribuita è però necessaria una gestione intelligente della rete in modo da non creare problemi di congestione delle linee o perturbazioni più gravi che possono portare al blackout di alcune aree.

In taluni casi si possono aggregare in una sottorete più fonti di generazione in modo da creare una microgrid, ovvero una rete dove siano presenti sia carichi che generatori, i quali possono generare anche del calore sfruttabile dalle utenze locali. I singoli generatori vengono gestiti in maniera tale da ottimizzare il bilancio energetico nella sottorete o tramite altri comandi inviati dal distributore per fornire dei servizi in rete. Risulta di fondamentale importanza la gestione e il controllo di tutti i dispositivi collegati alla rete in modo da attuare delle azioni mirate a raggiungere l'obiettivo preposto. È stato quindi introdotto il concetto di smartgrid, ovvero di una rete dove tutti i dispositivi possano comunicare tramite delle linee dedicate al fine di garantire un servizio elettrico con elevata qualità a tutti gli utenti connessi, senza dimenticare l'efficienza globale del sistema. I sistemi di supervisione e attuazione permettono inoltre di riconoscere delle situazioni critiche e dovrebbero essere capaci di gestire autonomamente porzioni di rete, passando al funzionamento in isola intenzionale.

A tal proposito si rende indispensabile studiare schemi di controllo adeguati per la gestione dei convertitori dei vari generatori connessi alla rete. Essi ricoprono un ruolo fondamentale in quanto possono determinare la stabilità del sistema o più in generale il livello della qualità del servizio fornito.

L'obiettivo di questa tesi è quello proporre degli schemi di gestione utilizzabili per lo studio della dinamica di una microgrid, e in particolare per la microgrid sperimentale PrInCE realizzata presso il Politecnico di Bari, che può funzionare sia connessa alla rete di distribuzione, ma anche in isola. Nel primo capitolo si introducono le possibili configurazioni e strategie per la gestione delle microgrid, facendo particolare attenzione alle tecniche di controllo dei generatori in varie situazioni di rete. Inoltre si analizza nel dettaglio l'allegato O della norma CEI 0-16, che propone lo schema di gestione per singole unità, o aggregati di generazione e consumo, connessi alla rete di distribuzione. Successivamente si introdurrà la microgrid sperimentale, analizzando nel dettaglio i vari componenti che saranno oggetto di modellizzazione e studio.

Nel capitolo 3 si propongono i modelli elaborati in DIGSILENT PowerFactory al fine di riprodurre in maniera precisa la microgrid PrInCE nei suoi elementi principali, adottando inizialmente delle logiche di controllo di uso comune, per poi soffermarsi su quelle realmente implementate nel laboratorio. Infine nel capitolo 4 si esegue la validazione dei modelli proposti confrontando i risultati ottenuti dalle simulazioni con i risultati reali ottenuti da misurazioni effettuate direttamente sul campo durante il soggiorno presso il Politecnico.



# 1 STRATEGIE DI GESTIONE DELLE MICROGRID

## 1.1 Le microgrid

Una microgrid viene spesso definita in modi diversi e non esiste un'unica demarcazione recepita a livello normativo; essa rappresenta una nuova idea di distribuzione ed utilizzo dell'energia elettrica. Generalmente una microgrid (MG, MicroGrid) è definita come un sistema locale in bassa tensione, di estensione limitata, costituito da sorgenti energetiche distribuite (DG, Distributed Generation), sistemi di accumulo e carichi riuniti sotto un unico punto di connessione (PCC, Point of Common Coupling) con la rete di distribuzione e vengono gestiti da un unico centro di controllo.

Uno degli obiettivi che porta all'adozione di tale soluzione è quello di fornire energia con continuità in ambienti rurali oppure in aree in cui la rete di distribuzione è debole avvicinando i centri di produzione a quelli di consumo; in questo modo è possibile aumentare l'efficienza e diminuire le perdite sulle linee di trasmissione. Inoltre, la generazione locale permette l'utilizzo di soluzioni cogenerative per la produzione di energia termica utilizzabile in utenze domestiche o piccoli centri industriali. Ad oggi si registra una potenza installata o in via di realizzazione a livello globale attorno ai 19279,4 MW, come emerge da Microgrid Deployment Tracker 2017, uno studio redatto da Navigant Research. [1] Si tratta di un'importante quota di potenza, suddivisa geograficamente secondo quanto riportato nel seguente diagramma (Fig. 1.1):

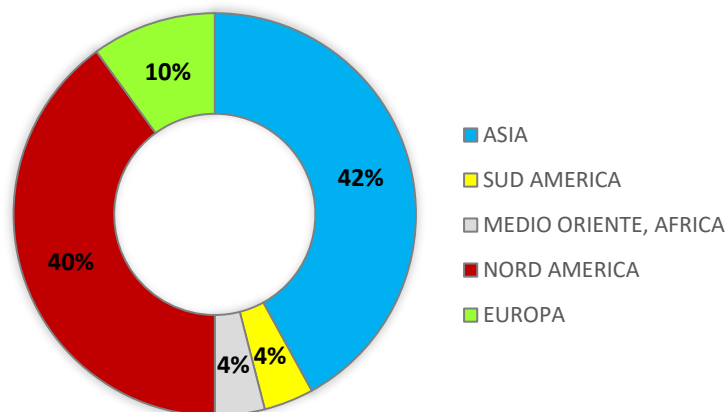


Fig. 1.1 Potenza totale delle microgrid per area geografica

Questa quota è destinata a crescere se il modello della microgrid viene assunto soprattutto per l'elettrificazione di aree rurali in paesi con scarso sviluppo economico; questa è anche l'indicazione che si trova in molti piani di sviluppo pensati da agenzie internazionali, considerando anche il possibile vantaggio ambientale associato al sempre più vasto utilizzo di generazione di energia da fonti rinnovabili. L'accessibilità all'energia elettrica è una condizione necessaria per lo sviluppo dei paesi emergenti, come si può riscontrare in molti rapporti redatti dalle autorità internazionali, che esplicano il forte legame tra richiesta di energia e andamento del PIL.

Proprio dalla possibilità di alimentare delle aree rurali si individua una delle peculiarità delle microgrid, ovvero la possibilità di produrre energia localmente anche in assenza di una rete principale.

L'accessibilità ad una rete di distribuzione principale è però fatto imprescindibile quando i sistemi di generazione locale non sono in grado di colmare il fabbisogno energetico a causa, ad esempio, di avversità ambientali, e quindi la microgrid ha facoltà di prelevare energia dalla rete. Detto ciò si capisce come non esista una definizione univoca di microgrid. A titolo di esempio vengono di seguito riportate due definizioni di microgrid:

*“Un sistema di distribuzione con generatori distribuiti (celle a combustibile, impianti fotovoltaici, micro-turbine, etc.), dispositivi di accumulo (volani, condensatori, batterie, etc.) e carichi flessibili. Tale sistema può operare in modo non autonomo, quando è connesso alla rete principale, o in modo autonomo, quando è isolato da questa. La presenza dei generatori distribuiti può garantire notevoli benefici alle performance del sistema, nel momento in cui il loro funzionamento è gestito e coordinato in modo efficace.” [2]*

*“Un gruppo interconnesso di generatori distribuiti e carichi sviluppato entro un perimetro elettrico non ben definito che agisce come un'unica entità controllabile nei confronti della rete esterna. La microgrid può operare sia in modalità grid connected che in isola, a seconda che sia abilitata o meno la connessione con la rete di distribuzione esterna.” [3]*

Un altro punto di forza di queste reti è quindi la possibilità passare dallo stato di funzionamento normale di connessione alla rete principale (grid connected), a quello in isola (off grid) sia in caso di guasti che intenzionalmente. Anche se nella maggior parte dei casi è prevista la connessione ad una rete di distribuzione, non si devono escludere dei funzionamenti in isola per lunghi periodi. Ciò richiede sicuramente una progettazione più accurata dei sistemi di accumulo in modo da garantire la fornitura di energia elettrica.

A pari passo con l'evoluzione di queste reti è iniziato anche lo sviluppo di sistemi di gestione e comunicazione tra centri decentralizzati di produzione e consumo (Smart Grid). Non si deve dimenticare però, che dove presenti, la rete di distribuzione di alta e media tensione e i centri di produzione centralizzati, svolgono un ruolo imprescindibile di scheletro della rete, ma con l'avvento di queste nuove reti locali sono necessarie comunque delle modifiche strutturali. Fino ad oggi erano infatti basate sulla connessione di grandi impianti di produzione con un flusso di potenza unidirezionale, dai grossi impianti di produzione agli utenti finali, ed il controllo della rete è centralizzato in alcune strutture. Va sottolineato che in questi anni la rete di trasmissione ha permesso di migliorare molto l'affidabilità della fornitura di energia all'interno del territorio e tuttora il sistema esistente è un'eccellente fondamento da cui partire per raggiungere gli obiettivi futuri. Nonostante questo però, il cambiamento deve essere ottenuto attraverso un approccio rivoluzionario e una strategia a lungo termine risulta indispensabile. [4]

L'inversione di tendenza si osserva nella trasformazione delle reti di distribuzione che diventano attive, dando vita a flussi di potenza bidirezionali. Questo è dovuto all'aumento della quota di generazione distribuita e alla liberalizzazione del mercato elettrico con diversi attori che concorrono per la produzione e il dispacciamento dell'energia. Si è persa dunque la gestione centralizzata di un unico ente che permetteva una migliore programmazione a lungo termine e una gestione strategica dei flussi di potenza. Proprio l'apertura dei mercati avvenuta negli ultimi anni ha portato ad uno sviluppo esponenziale della generazione distribuita in tutte le sue tecnologie, in particolare quelle provenienti da fonti rinnovabili (RES) e da impianti di co-tri-generazione. Tali sviluppi sono solamente la coda di un trend che dura da quasi 50 anni, volto ad estendere il parco di produzione dei maggiori stati consumatori al fine di non risultare dipendenti da un'unica fonte energetica. I futuri modelli di rete dovranno quindi essere in grado di seguire l'andamento dinamico di richiesta/produzione e del mercato. Ciò sarà possibile solo con un'ottima conoscenza delle reti e con lo sviluppo di nuovi modelli di comunicazione.

Riassumendo, tutti gli studi che vengono condotti in merito a sostenibilità, sicurezza, affidabilità e qualità del servizio devono rispondere alle dinamiche del mercato e dovranno anche valutare la possibilità di modificare le infrastrutture esistenti per l'integrazione delle nuove tecnologie, garantendo un sistema di comunicazione forte che raggiunga tutti gli attori della rete, dai grandi produttori alle utenze domestiche. [5] [6]

## 1.2 Struttura della microgrid

In una microgrid si possono identificare quattro elementi fondamentali:

- la generazione distribuita e i sistemi di accumulo;
- carichi locali;
- l'interfaccia verso la rete principale;
- il sistema di gestione della microgrid.

Tali componenti del sistema devono comunque essere confinati in regione spaziale ben definita, dove i generatori sono chiamati a produrre la potenza richiesta da carichi nelle loro vicinanze; questo concetto esprime anche la differenza con i Virtual Power Plants. [7]

Una microgrid ha la facoltà di lavorare sia connessa (grid-connected) che disconnessa (off-grid) dalla rete di distribuzione. Escludendo le installazioni particolari come reti su isole o luoghi isolati, una microgrid solitamente lavora connessa alla rete principale ed è chiamata a lavorare in isola in caso di disturbi o guasti; i sistemi di generazione installati nella microgrid devono essere dimensionati considerando l'incidenza statistica di eventi di guasto o di discontinuità del servizio e vengono scelti in funzione delle prestazioni che devono garantire. Definendo la struttura si riesce a capire anche la differenza con una porzione di rete ad elevata penetrazione di generazione distribuita, infatti la gestione e il coordinamento delle singole parti che la compongono diviene di fondamentale importanza e dal punto di vista della rete, la MG viene vista come un unico utente che produce e assorbe [8].

Grazie a queste caratteristiche la microgrid trova applicazione in molte situazioni e in particolare [9]:

- **Campus microgrids:** aggregano generazione e carichi presenti nello stesso impianto (solitamente appartenenti allo stesso proprietario). Hanno una potenza installata che va dal MW ai 40 MW;
- **Off-grid microgrids:** lavorano sempre disconnesse dalla rete principale perché posizionate in luoghi non raggiunti dalla rete di distribuzione. Solitamente di potenza modesta;
- **Microgrid per applicazioni militari:** pensate in modo tale da non necessitare di rete principale e con un'attenzione particolare alla sicurezza;
- **Microgrid commerciali e industriali;**
- **Community microgrids:** pensate per non lavorare in maniera completamente separata dalla rete principale.

Una diversa applicazione che può risultare importante è associata alla necessità del contenimento delle ore di disservizio nella fornitura dell'energia imposta dal regolatore; infatti, isolata la porzione di rete interessata, si va ad alimentarla attraverso delle unità di generazione o accumulo mobili, ad esempio installate su container, solitamente connesse sul lato BT di un trasformatore di distribuzione, alimentando così parte della rete MT e controllandone il funzionamento. [10]

Come detto in precedenza, in base alla modalità di funzionamento della microgrid, i flussi di potenza possono variare notevolmente all'interno della rete, sia come modulo che come verso. Per poter garantire un corretto funzionamento di tutti i dispositivi nonostante queste variazioni è necessario che gli elementi di una microgrid abbiano due caratteristiche:

- **Peer-to-peer:** con questo concetto si assicura che la microgrid possa continuare a funzionare anche in caso di malfunzionamento di una sua parte; in questo caso la producibilità dei generatori deve essere sovradimensionata e comunque si deve garantire un criterio di sicurezza N-1 [11];
- **Plug-and-play:** tale concetto invece assicura la possibilità di modifiche strutturali, ad esempio con inserimento di un carico o generatore in qualsiasi punto della rete locale, senza che i controllori debbano essere riprogrammati, riducendo così la possibilità di errori. [12]

### 1.2.1 Distribuzione interna

I sistemi di distribuzione che si possono individuare in una microgrid si dividono in due categorie in base al bus di accoppiamento [13]:

- microgrid in corrente continua;
- microgrid in corrente alternata a frequenza di rete.

La configurazione di microgrid in corrente continua prevede l'utilizzo di una sbarra in dc dove vengono collegati i generatori, specialmente se da fonti rinnovabili, tramite dei convertitori dc-dc, i quali richiedono un'interfaccia di gestione meno complessa rispetto a quelli ac-dc e garantiscono meno perdite di conversione. Per i generatori in corrente alternata invece è previsto l'utilizzo di convertitori ac-dc. Inoltre le linee di distribuzione in corrente continua hanno minori problemi di qualità del servizio fornito, e in tutta la rete dc il contenuto armonico è limitato.

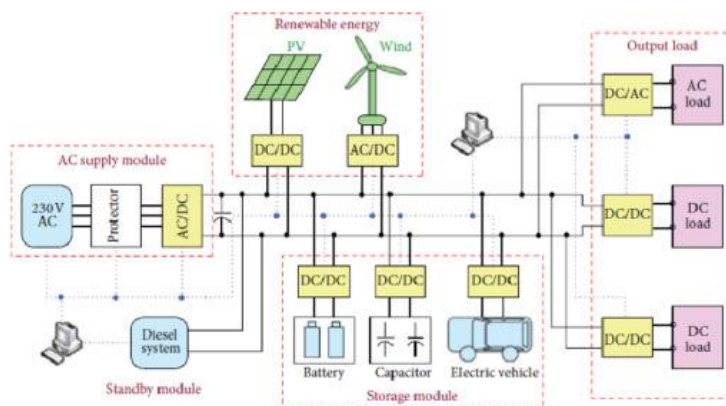


Fig. 1.2 Esempio di MG con distribuzione interna in dc

La configurazione di microgrid in corrente alternata a frequenza di rete prevede invece l'utilizzo di un bus in ac dove vengono collegati tutti i dispositivi della rete; i generatori che producono potenza in corrente continua, vengono interfacciati alla microgrid attraverso dei convertitori che eseguono una conversione della potenza in ac. Tale soluzione è la più adottata sia perché molti generatori vengono prodotti con un'interfaccia adeguata a questo utilizzo, sia perché le configurazioni in dc necessitano di ulteriori studi. Inoltre il collegamento diretto in ac permette un controllo sui flussi di potenza reattiva. Per contro tale configurazione prevede l'utilizzo di controllori più complessi per la gestione dei flussi di potenza.

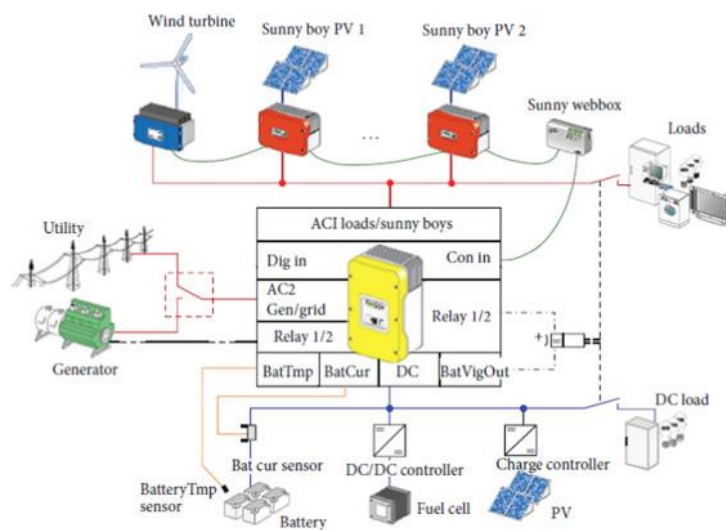


Fig. 1.3 Esempio di MG con distribuzione interna in ac

### 1.2.2 Generazione nelle microgrid

Lo sviluppo sempre crescente delle MG è associabile anche al netto miglioramento delle tecnologie per la generazione, soprattutto di piccola taglia, che hanno permesso un aumento dell'efficienza globale dei sistemi. Infatti avendo a disposizione dei generatori di piccola taglia, essi possono essere installati direttamente vicino all'utenza in modo da ridurre le perdite per la trasmissione [14].

Per quanto riguarda la generazione presente nelle microgrid, si possono identificare varie soluzioni, anche se le più adottate sono quelle da fonti rinnovabili quali: fotovoltaico, idroelettrici, geotermici, eolici e a biogas.

Gli *impianti fotovoltaici* (PV) sono generalmente quelli più utilizzati, infatti lo sfruttamento della radiazione solare è possibile in modo più o meno efficiente ovunque. Uno dei limiti principali di questa tecnologia è la bassa efficienza di conversione dell'energia primaria, anche se oggi sono stati fatti progressi importanti. Inoltre un altro limite riguarda le condizioni ambientali che influenzano in modo decisivo le prestazioni; infatti variazioni repentine di temperatura e irraggiamento possono generare delle fluttuazioni importanti nella tensione e nella potenza erogata, le quali se di grande entità, possono portare all'intervento delle protezioni ed il conseguente distacco dell'impianto dalla rete.

Gli *impianti eolici* convertono l'energia cinetica del vento in energia elettrica. La conversione dell'energia avviene mediante una turbina eolica ad asse orizzontale o verticale, che tramite una serie di ingranaggi trasferisce il moto ad un generatore. Esso non ha un moto costante così che è previsto l'utilizzo di un convertitore statico, nella maggior parte dei casi, per l'accoppiamento con la rete. Anche in questo caso la producibilità è variabile con le condizioni meteo, ma in questo caso meno influenti, o meglio, prevedibili con maggiore grado di precisione. Inoltre tale tipologia di impianti viene installata in località dove c'è una forte componente di vento tutto l'anno.

Gli *impianti idroelettrici*, e soprattutto in questo contesto i *mini e micro idroelettrici* sono una tecnologia assodata da molto tempo, per lo sfruttamento di acqua fluente o su salti. Essa ricopre un ruolo fondamentale nel paniere energetico, ed anche se influenzata da fattori ambientali, quali le precipitazioni, è una fonte abbastanza certa. L'utilizzo di impianti di dimensioni ridotte permette lo sfruttamento di basse portate d'acqua, e in questo caso è possibile prevedere anche un adeguato accumulo idrico che tamponi l'eventuale mancanza di precipitazioni. Parlando dello sfruttamento dell'energia derivante dal moto di acqua si ricorda che negli ultimi anni sono stati mossi passi importanti anche riguardo allo sfruttamento di energia marina, fonte importante in molte zone della Terra.

L'altra forma di energia sfruttabile è il vapore prodotto da calore proveniente da combustione in impianti tradizionali a gas, biogas e biomasse o derivante da solare termodinamico e geotermico. Nei capitoli seguenti si introdurranno nel dettaglio le tecnologie utilizzate nella rete sperimentale PrInCE.

### 1.2.3 Sistemi di accumulo

Il sistema di accumulo ricopre un ruolo fondamentale per il corretto funzionamento di una microgrid, soprattutto se in essa sono installati molti generatori da fonti rinnovabili. L'accumulo ha la funzione di cuscinetto, ovvero ha il compito di assorbire gli sbalzi di potenza nel sistema, in termini di variazione sia della domanda che della produzione. Anche se nel sistema si ha un'ottima capacità di programmare la produzione in corrispondenza della domanda, vi sarà sempre la possibilità di un guasto o la mancata produzione di un impianto ad energia rinnovabile. In sintesi l'accumulatore svolge un'azione di peak shaving-load levelling, ovvero accumulo di energia nei momenti in cui la produzione eccede la domanda e iniezione quando la richiesta è maggiore della produzione; inoltre si può utilizzare l'energia a disposizione per correggere eventuali disturbi prodotti per un disservizio di un generatore o un incremento di potenza inaspettata.

Le tecnologie più adottate per l'accumulo sono sistemi elettrochimici (batterie e fuel cell), elettrostatici (condensatori e supercondensatori), ad energia potenziale e cinetica (idrico, volano e ad aria compressa). Ogni tecnologia ha la sua peculiarità e vengono scelte in funzione dei parametri operativi (energia

richiesta, cicli da carica e scarica) o geografici. Le batterie elettrochimiche hanno un costo ridotto rispetto ad altri dispositivi e possono essere interfacciate tramite accoppiamento dc direttamente al generatore interessato; inoltre garantiscono correnti abbastanza elevate in breve tempo, pur mantenendo una capacità elevata. Per disporre di elevate potenze in breve termine invece si adottano supercondensatori, ma hanno un costo elevato ed una capacità molto ridotta se paragonata alle batterie. Le altre tecnologie richiedono delle strutture più complesse e hanno costi decisamente più impattanti su piccoli sistemi, quindi sono adatte a reti con dimensioni più estese. [4]

### **1.2.4 Sistemi in isola**

Ad oggi esistono già delle realtà che lavorano con rete in isola. La possibilità di integrare i sistemi esistenti, che tipicamente lavorano con generatori diesel di supporto, con un sistema collaudato e funzionante di microgrid, è fonte di ispirazione se viene considerata l'installazione di generatori da fonti rinnovabili e quindi la possibilità di sfruttare le risorse locali mantenendo una qualità e sicurezza elevate, riducendo così le emissioni di CO<sub>2</sub> ed aumentando l'efficienza complessiva.

Generalmente i sistemi in isola sono sistemi elettrici di piccola e media scala, che trovano applicazione dove la rete esistente è debole, assente o dove si vuole mantenere la continuità del servizio, come in ospedali, data center, isole, rifugi di montagna e servizi di sicurezza ambientale. Viste le diverse situazioni elencate, si devono studiare soluzioni tecniche particolari in funzione di condizioni meteorologiche, caratteristiche geografiche e normative presenti nel territorio. Inoltre si devono fare degli studi di fattibilità in modo da ottenere una soluzione tecnica adeguata che sia sostenibile anche dal punto di vista economico. [15]

### **1.2.5 Sistema di protezione nelle MG**

La gestione del sistema di protezione in una microgrid risulta ad oggi ancora un problema. In generale il sistema è tenuto a garantire la sicurezza elettrica e il più possibile la continuità del servizio elettrico estinguendo ed isolando i guasti all'interno della microgrid. Nel caso di guasti all'esterno della microgrid, si avrà l'apertura dell'interruttore di interfaccia in modo da isolare la rete dal sistema di distribuzione principale.

Oltre a studiare in modo dettagliato la selettività così da assicurare l'isolamento della più piccola parte di rete possibile, il problema principale per le protezioni sono le basse correnti di cortocircuito che gli inverter sono in grado di fornire in caso di guasto (solitamente si considerano correnti di cortocircuito pari a due volte la corrente nominale del dispositivo) e che rendono difficile il corretto funzionamento della maggior parte delle protezioni di sovracorrente utilizzate nelle reti di distribuzione tradizionali. Per questo ed altri problemi legati al coordinamento delle protezioni sono nate delle attività di ricerca che si propongono di individuare delle soluzioni adatte pur mantenendo una sostenibilità dal punto di vista economico. Anche il sistema di protezione di una microgrid deve essere studiato in funzione delle caratteristiche di peer-to-peer e plug-and-play dei componenti della rete: la caratteristica peer-to-peer assicura che nel sistema di protezione non ci sia una unità centrale di controllo, che una volta fuori servizio, andrebbe a compromettere il funzionamento di tutte le protezioni; la caratteristica plug-and-play invece assicura che i dispositivi di protezione possano essere posti in punti diversi della rete senza che il sistema debba subire una riprogettazione completa. Quest'ultima in particolare è la caratteristica principale che le protezioni di una microgrid dovrebbero avere. [16]



## 1.3 Quali benefici nell'utilizzo delle MG?

### 1.3.1 Benefici

L'utilizzo del modello delle microgrid e l'enorme mole di studi che vengono condotti su di esse derivano dai molteplici vantaggi associati alla produzione di energia elettrica da generazione distribuita che riguardano in particolare la sostenibilità ed un basso impatto ambientale, oltre ad un miglioramento complessivo nella fornitura dell'energia elettrica. Inoltre vista la liberalizzazione del mercato elettrico, gli operatori trovano nella generazione distribuita e le microgrid particolare interesse come fonte di guadagno vista la flessibilità di tali impianti. Oltre a ciò non è da sottovalutare il tempo ridotto per la costruzione e il minor investimento che un'azienda deve accollarsi all'inizio dell'attività. [17] Vengono ora riportati i punti focali per cui viene adottata questa soluzione.

- **Peak shaving:** la flessibilità degli impianti e le molteplici soluzioni tecnologiche adottate con diverse taglie e modularità permettono di garantire un livellamento del picco di carico e un migliore sfruttamento delle fonti di energia rinnovabile.
- **Affidabilità e power quality:** la crescente domanda in termini di qualità e affidabilità del servizio elettrico fornito ai consumatori, specie per industrie che utilizzano lavorazioni particolari o data center, ha portato molti investimenti in questo campo. Non è raro vedere delle aziende che si costruiscono la propria rete aziendale in modo da garantirsi una fornitura di energia indipendentemente dalle dinamiche della rete di distribuzione dove, specie in aree industrializzate, sono presenti molti disturbi causati da manovre ripetitive e carichi fortemente squilibrati come i forni ad arco. Non sono da sottovalutare i contesti cittadini, con grosse utenze domestiche che possono creare forti squilibri in base al grado di contemporaneità.
- **Minori modifiche alla rete di trasmissione:** la possibilità di installare dei generatori laddove è richiesto un aumento della potenza fornita, rappresenta un'alternativa valida alla realizzazione di nuove linee di trasmissione o al potenziamento della rete di distribuzione. In taluni casi, la possibilità di creare microgrid funzionanti in isola, garantisce un risparmio sulla costruzione di linee che difficilmente si ripagherebbero nel tempo. Detto ciò, uno dei vantaggi precedentemente enunciati è quello di una riduzione delle perdite di linea, in quanto generazione ed utilizzo dell'energia risultano molto più vicine, senza il bisogno di lunghe linee di trasmissione per distribuire l'energia in tutto il territorio a partire da poche centrali. Alcuni studi si sono occupati di calcolare il risparmio che si ottiene dalla riduzione delle perdite all'interno della rete di distribuzione dovuta allo sviluppo della generazione distribuita ed è risultato il valore confortante dell'ordine di 10-15% [18].
- **Servizi in rete:** questi servizi si riferiscono alla gestione e alla stabilità della rete ma non riguardano direttamente la fornitura di energia agli utenti. Si tratta di servizi ancillari per la regolazione della tensione e della frequenza che sono indispensabili per il corretto funzionamento dei carichi connessi alla rete.
- **Generazione combinata:** con alcune delle tipologie di generazione, specialmente quelle che prevedono una combustione, è possibile produrre dell'energia termica aumentando il rendimento di primo principio; oltre ciò, la possibilità di sfruttare il calore prodotto da generatori posti vicino alle utenze ha ulteriormente incrementato l'interesse in questo campo. La direttiva 2004/8/CE ha stabilito che una produzione combinata di energia elettrica e calore può ottenere la qualifica di CAR (Cogenerazione ad Alto Rendimento) se rispetta il parametro PES (Primary Energy Saving), ovvero il risparmio di energia primaria, in riferimento alla taglia. Il risparmio che si può avere con questi tipi di impianti varia dal 10% al 30% e permette una riduzione delle emissioni [19].
- **Funzionamento off-grid:** le microgrid sono analizzate e strutturate anche per l'alimentazione di reti in isole e per comunità isolate.

Di quest'ultimo aspetto e dell'aumento generale della qualità della fornitura possono inoltre beneficiare in maniera significativa i settori che sono legati ad una fonte di alimentazione costante, come i data center, delle infrastrutture critiche per la sicurezza, e fornitori di servizi critici quali ospedali e aziende alimentari.

### 1.3.2 Svantaggi

L'incremento registrato nell'adozione del modello di microgrid, presenta tuttavia un freno legato ad alcuni aspetti svantaggiosi o non completamente sviluppati riguardo a queste configurazioni. Inoltre devono essere prese in considerazione alcune modifiche da apportare anche alla gestione della rete di distribuzione, ove presente, con conseguente critica dei gestori. [20] Si analizzano ora alcuni punti su cui si focalizzano le critiche.

- **Inerzia:** in reti di limitata estensione, la carenza di energia regolante e quindi inerzia, può portare ad una scarsa capacità autoregolante. In questi casi è preferibile avere una connessione con una rete di distribuzione oppure si possono accettare variazioni delle grandezze elettriche con un range più ampio. Il crescente numero di generatori connessi con la rete tramite dispositivi elettronici, ha messo in luce un problema riguardo la stabilità del sistema. L'interfacciamento tramite convertitori fa sì che venga meno il supporto all'energia regolante del sistema elettrico [21]. Questo contribuisce in modo negativo all'aumento di transitori di frequenza in caso di sbilanciamenti tra la potenza prodotta e generata, aumentando così l'instabilità del sistema ed il rischio di intervento delle protezioni. Per questo motivo sono stati introdotti dei vincoli nella realizzazione dei controllori d'interfaccia in modo da integrare delle funzioni che rispecchino il comportamento delle macchine rotanti con un'inerzia sintetica.
- **Regolazione della tensione:** chi gestisce la rete e i produttori stessi sono soggetti ad una regolamentazione che prevede dei vincoli nei livelli di tensione nei vari punti di connessione della rete. La generazione distribuita, come detto in precedenza, fa sì che nella rete ci siano dei flussi bidirezionali di potenza i quali portano a delle variazioni di tensione importanti. Ad esempio se si ha un eccesso di produzione rispetto alla potenza richiesta dai carichi in una determinata area della rete, si assiste ad un aumento della tensione. D'altro canto, in caso di guasto, alcuni generatori in un'area potrebbero disconnettersi e la richiesta di potenza del carico porta ad una riduzione della tensione al di sotto del limite imposto con conseguente intervento delle protezioni. Sempre collegato al tema della regolazione della tensione, si ha anche il disturbo del flicker legato alle variazioni veloci di tensione causate da convertitori che scambiano con elevata velocità flussi di potenza con direzione diversa. La natura di questi disturbi è legata anche alla potenza di cortocircuito della rete e dipende dalla sua configurazione. Perciò per migliorare la qualità del servizio elettrico i gestori della rete dovrebbero garantire una potenza di cortocircuito minima, tale da minimizzare i disturbi nella tensione.
- **Distorsione armonica:** la presenza di carichi non lineari o sbilanciati e dispositivi elettronici per la conversione dell'energia sono i principali responsabili della presenza di armoniche di tensione e corrente nella rete. Anche se oggi i convertitori sono dotati di filtri atti all'eliminazione di tali armoniche, alcuni disturbi possono generare problematiche nel corretto funzionamento di dispositivi connessi alla rete, come l'intervento di protezioni non correttamente tarate e conseguente distacco di carichi sensibili, oltre ai più conosciuti disturbi alle comunicazioni.
- **Isola indesiderata:** il passaggio dal funzionamento grid-connected a quello in isola in modo non programmato, ad esempio per intervento di protezioni o malfunzionamenti, è fonte di discussione, in quanto crea delle problematiche di sicurezza non indifferenti sulla gestione e regolazione della rete.

Questi problemi sono presto risolvibili, effettuando una progettazione ad hoc del sistema di regolazione e gestione, ed utilizzando appositi filtri nella rete per ridurre la maggior parte dei disturbi legati ai

dispositivi elettronici; effettuando un ottimo coordinamento delle protezioni e dei controllori è possibile rendere le microgrid modelli efficienti sotto ogni punto di vista.

## 1.4 Connessione con la rete di distribuzione

Lo schema di connessione presentato nella norma CEI 0-16 prevede che per le utenze attive, vengano installati dei dispositivi di interfaccia:

- dispositivo di interfaccia (DDI): assicura la netta separazione tra utente e rete di distribuzione permettendo così il possibile funzionamento in isola;
- dispositivo di generatore (DDG): permette la separazione dall'impianto utente di un singolo generatore.

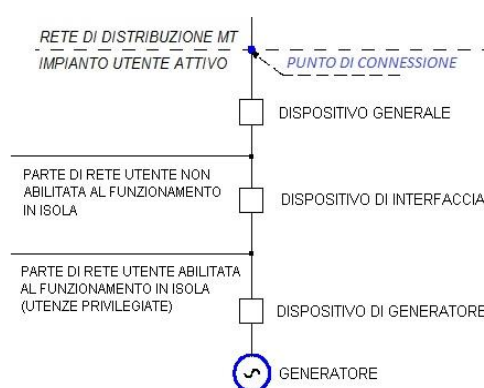


Fig. 1.4 Schema di connessione secondo Norma CEI 0-16

Nelle microgrid la funzione di DDI viene svolta da un interruttore veloce a semiconduttori (static switch). Tale interruttore ha la capacità di isolare la rete utente in caso di disturbi, guasti o in caso si volesse passare intenzionalmente alla modalità off-grid. [22] Una volta estinto il disturbo o in caso di passaggio in modalità grid-connected, si effettua la sincronizzazione verificando la differenza di frequenza tra la microgrid isolata e la rete di distribuzione. Il parallelo con la rete principale avviene se vengono rispettati i seguenti vincoli per almeno 30 s prima della chiusura dello switch:

- tensione di rete compresa tra il 90% ed il 110% della tensione nominale;
- frequenza di rete compresa tra 49,9 e 50,1 Hz.

I generatori devono rimanere connessi alla rete fornendo supporto in caso di eventi eccezionali quali:

- tensione tra 85% e 110% della tensione nominale;
- frequenza tra 47,5 e 51,5 Hz.

La possibilità di operare anche in caso di transitori di eventi eccezionali è stata introdotta recentemente per far sì che anche la generazione distribuita contribuisse alla stabilità della rete di distribuzione imponendo regolazione della tensione e della frequenza. [23]

Un'altra modalità di collegamento della microgrid alla rete di distribuzione è quella mediante due convertitori in configurazione back to back i quali permettono un continuo controllo dei flussi di potenza tra le due reti in funzione del controllo che si vuole adottare. Tale soluzione permette anche di aumentare la qualità del servizio elettrico. [24]

## 1.5 Il sistema di controllo

Per il corretto funzionamento della microgrid è necessario che nel sistema di controllo vengano implementate le logiche adatte e con riferimento alla normativa vigente. L'obiettivo principale della regolazione è quello di assicurare il corretto bilanciamento delle potenze tra richiesta e produzione in modo da limitare le variazioni di tensione e frequenza rispetto ai riferimenti. Questo è ancor più importante se si pensa di lavorare in isola, dove i sistemi di accumulo permettono di assorbire o erogare in caso di variazioni repentine causate ad esempio da una generazione ad intermittenza da fonte rinnovabile. Per effettuare la regolazione nelle reti tradizionali si utilizzano vari sistemi, come generatori sincroni e compensatori statici, mentre nelle attuali reti, dove sono presenti dei convertitori, si devono utilizzare dei controlli adeguati basati sui principi di quelli rotanti. Infatti in comportamento diverso dei sistemi rotanti rispetto a quelli statici fa sì che anche il controllore sia diverso; questo è dovuto come già detto all'inerzia, ma anche ad altre differenze tra i sistemi, quali:

- la modifica dei valori di output su una macchina rotante avviene secondo variazione dell'eccitazione e della coppia trasmessa all'albero, mentre sulle macchine statiche si "genera" l'uscita in funzione delle misurazioni e di alcuni segnali di riferimento;
- la corrente di cortocircuito o sovraccarico può essere sostenuta, a parità di taglia, con meno difficoltà da un sincrone rispetto ad un convertitore, il quale essendo costruito con elementi elettronici, è soggetto a restrizioni.

Oltre alla differenza nella trasformazione del vettore energetico, esiste una differenza anche per le sorgenti primarie di energia, le quali possono essere dispacciabili e non. Le sorgenti dispacciabili possono essere gestite secondo dei setpoint per raggiungere l'obiettivo perseguito, come ad esempio un sistema di accumulo; le sorgenti non dispacciabili invece vengono gestite in modo da inseguire il punto di massima potenza, ovvero il MPPT (Maximum Power Point Tracker), come ad esempio sorgenti fotovoltaiche. [24] [25]

### 1.5.1 Configurazioni di gestione della rete

Tipicamente in una microgrid vengono adottate due soluzioni diverse per la gestione della generazione:

- Master e Slave;
- Decentralizzata.

Nella configurazione master e slave un generatore ha la funzione di impostare una tensione e frequenza di riferimento nel nodo di riferimento, che può essere la sbarra o dorsale della microgrid, ed esso lavorerà come nodo di saldo; in caso il generatore sia interfacciato con inverter, esso dovrà lavorare in modalità forming. Gli altri generatori che lavorano secondo una logica di regolazione imposta con setpoint seguendo la modalità following, vengono detti slave. Condizione particolare si presenta quando la microgrid è connessa alla rete di distribuzione, allora al Master potrebbero essere cambiati i valori di setpoint in modo da controllare il flusso di potenza verso la rete.

Questa modalità di gestione permette di effettuare un controllo direttamente sui flussi di potenza di ogni inverter o generatore, ma ha lo svantaggio di avere una macchina master e, in caso di guasto, comprometterebbe il funzionamento dell'isola. Inoltre, se possibile, bisogna predisporre il sistema di controllo in modo da garantire un futuro allacciamento nella grid di altri dispositivi di generazione ed accumulo senza dover riconfigurare l'intero impianto.

La modalità decentralizzata prevede l'utilizzo di convertitori controllati in supporto alla rete, i quali possono erogare potenza secondo il loro statismo. Il controllo degli inverter con modalità droop permette l'implementazione di più livelli di regolazione: ciò è favorevole sia perché non necessita di sistemi di comunicazione, sia perché è possibile installare e modificare la rete anche in un secondo momento utilizzando delle logiche corrette. Il problema si presenta nel passaggio e nel conseguente funzionamento in isola, dove tensione e frequenza variano a seconda del carico, indi per cui questa

modalità è utilizzabile laddove l'investimento economico è limitato e non si hanno esigenze di qualità della fornitura, quindi da escludere per le microgrids più innovative.

Riassumendo, se si desidera avere un sistema più economico e che permetta delle modifiche sostanziali senza molte difficoltà, si sceglierà una configurazione decentralizzata, mentre nel caso di gestione di microgrid dove la sicurezza e la qualità del servizio elettrico sono fattori rilevanti, si adotterà una soluzione con master e slave, cercando di lasciare libertà a possibili sviluppi futuri. [4]

### 1.5.2 Regolazione nelle MG

La regolazione e la gestione della microgrid può essere effettuata con diverse tecniche in funzione delle tipologie di sorgenti e della qualità del servizio che si vuole raggiungere. Nella rete saranno presenti dei controllori locali e/o centralizzati atti alla modifica del funzionamento dei vari dispositivi al fine di raggiungere l'obiettivo preposto. Le strategie di controllo che vengono oggi implementate sono diverse in base alle richieste del DSO (Distribution System Operator), altro operatore, o semplicemente per ottimizzare la gestione delle fonti a disposizione. Tipicamente si effettuano controlli sui flussi di potenza, sull'ampiezza della tensione e sulle variazioni di frequenza in nodi strategici della rete.

Il funzionamento di una microgrid può essere associato secondo alcuni punti di vista a quello di una rete di trasmissione e distribuzione, dove sono presenti più tipi di generatori regolanti funzionanti insieme. Per individuare le strategie di controllo, si introduce ora sinteticamente il comportamento di un generatore sincrono connesso alla rete di distribuzione. Esso si può rappresentare come un generatore di tensione ideale in serie ad un'impedenza; per semplicità la reattanza considera sia l'impedenza interna del generatore, sia l'impedenza della linea di trasmissione in un unico elemento. Lo schema equivalente è:

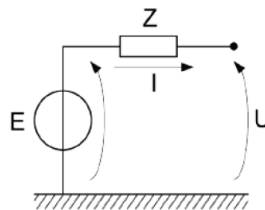


Fig. 1.5 Circuito equivalente generatore sincrono ideale

La potenza apparente trasmessa è pari a:

$$\dot{S} = P + jQ = \frac{EU}{X} e^{j\left(\frac{\pi}{2} - \theta\right)} - \frac{U^2}{X} e^{j\frac{\pi}{2}} \quad (1.1)$$

Definendo la potenza attiva P e reattiva Q, con  $\theta$  angolo di sfasamento tra U e E:

$$P = \frac{EU}{X} \sin \theta \quad (1.2)$$

$$Q = \frac{E \cos \theta - U}{X} U \quad (1.3)$$

Se si considera una rete di distribuzione di grandi dimensioni, si può assumere che la resistenza sia minore della reattanza e quindi  $\theta$  è sufficientemente piccolo per effettuare le semplificazioni  $\cos \theta \approx 1$ ,  $\sin \theta \approx \theta$ ; con tali approssimazioni si ottiene:

$$P \approx \frac{UE}{X} \theta \quad (1.4)$$

$$Q \cong \frac{E-U}{X} U \quad (1.5)$$

Come si può notare dalle espressioni 1.4 e 1.5, la potenza attiva è maggiormente influenzata dall'angolo di sfasamento delle tensioni e quindi dalla frequenza, mentre la potenza reattiva è relazionata alla differenza dei moduli delle tensioni. Viceversa, se consideriamo reti di estensione limitata (come una microgrid se disconnessa dalla rete di distribuzione), si può considerare che la parte resistiva dell'impedenza di linee è maggiore rispetto alla parte reattiva e quindi apportando le semplificazioni si ottengono:

$$P \cong \frac{E-U}{Z} U \quad (1.6)$$

$$Q \cong \frac{UE}{Z} \theta \quad (1.7)$$

Il comportamento è diverso perché l'angolo  $\theta$  tende a 1 e i flussi di potenza attiva dipendono maggiormente dai moduli di tensione, mentre i flussi di potenza reattiva dallo sfasamento dei vettori. [4] [26]

### 1.5.2.1 Regolazione di frequenza

Uno degli obiettivi dei sistemi regolanti è quello di mantenere la frequenza di rete circa costante al valore di riferimento, intervenendo qualora ci siano delle perturbazioni in modo da riportare la frequenza al valore prestabilito in breve tempo. La frequenza è correlata alla velocità di rotazione dei generatori sincroni, che rimane costante quando la coppia meccanica corrisponde alla coppia resistente generata dal carico elettrico. Se in un determinato istante la coppia resistente cala o aumenta, rispettivamente il rotore del generatore accelera o decelera in quanto la potenza meccanica fornita in turbina deve essere regolata per il nuovo punto di funzionamento tramite un regolatore di velocità. Si capisce quindi come in tutti i sistemi elettrici, la potenza generata deve bilanciare istantaneamente quella consumata; se tale bilancio non è rispettato, nella rete di trasmissione e distribuzione nasceranno delle oscillazioni di frequenza rispetto al valore nominale. Oltre all'impostazione di nuovi setpoint di riferimento per la potenza prodotta dai generatori, si può fare affidamento a sistemi di accumulo per tamponare tali oscillazioni. Ad esclusione di questi sistemi, si deve avere la possibilità di agire in real time sui generatori già in funzione, regolando la modalità operativa. La perturbazione che si origina dallo sbilancio delle potenze è quindi influenzata dalla rapidità dei sistemi che controllano il funzionamento dei generatori e dalla velocità di risposta degli stessi. Tale velocità si identifica nello statismo ovvero il rapporto:

$$\sigma = \frac{P_N}{K_R} f_N \quad (1.8)$$

dove  $K_R$  è l'energia regolante, ossia il rapporto tra la variazione di potenza attiva e la variazione di frequenza:

$$K_R = \frac{\Delta P}{\Delta f} \quad (1.9)$$

Il grado di statismo di un gruppo stabilisce l'entità della sua  $K_R$ . L'energia regolante di una rete è la somma delle energie regolanti di vari gruppi. Per contenere la variazione di frequenza entro certi limiti, occorre disporre di  $K_R$  superiore a un certo minimo. Nella Fig. 1.6 si può vedere come due generatori con droop diversi supportino le variazioni in rete con contributi diversi. Come si può notare viene anche identificata una riserva di potenza necessaria per rispondere alle perturbazioni che in questo caso è uguale per entrambi i generatori.

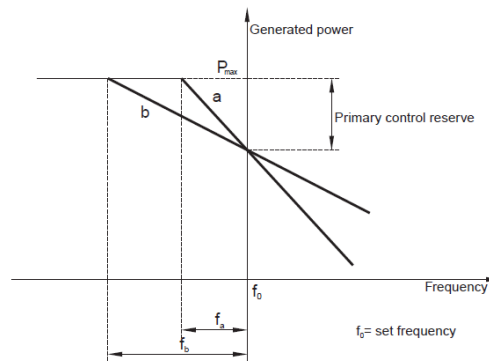


Fig. 1.6 Caratteristiche P-f di due gruppi di generazione con diversi gradi di statismo

Quando si verificano delle perturbazioni, i generatori abilitati alla regolazione forniscono un contributo istantaneo secondo le loro possibilità. Quest'azione (regolazione primaria) ha lo scopo di riportare la frequenza ad un valore tollerabile per il sistema. Se non fosse sufficiente il contributo di potenza fornito dai generatori o sistemi di accumulo, si passerà ad azioni più drastiche di load shedding. L'azione primaria è proporzionale al disturbo e difficilmente permette il raggiungimento del valore di setpoint. Per elidere lo scostamento residuo si adottano altri controlli (regolazione secondaria e terziaria) che applicano un'azione nel tempo. [27]

Oltre ad un controllore centrale, che presenta dei ritardi nella comunicazione alle apparecchiature locali, ogni elemento di produzione può essere equipaggiato con un sistema autoregolante che per variazioni di frequenza interviene regolando la potenza. Se per esempio, dopo un guasto si perde la connessione con la rete principale, l'angolo di fase della tensione inizia a cambiare su ogni macchina in funzione della potenza che stava producendo. La variazione viene utilizzata come incremento sul setpoint preimpostato in modo da contrastare la perturbazione; il sistema di regolazione più semplice è basato su un droop della frequenza.

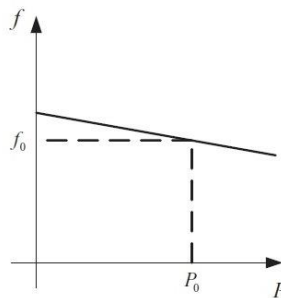


Fig. 1.7 Caratteristica droop P-f

### 1.5.2.2 Regolazione di tensione

Per fornire energia con una determinata qualità, il modulo della tensione deve rimanere entro certi valori stabiliti dalla normativa anche quando si presentano delle perturbazioni in rete. Assumendo il modello semplificato di generatore, che è lineare, si possono determinare le variazioni di tensione utilizzando l'espressione semplificata della caduta di tensione:

$$\Delta V = \sqrt{3}(RI \cos \varphi + XI \sin \varphi) \quad (1.10)$$

Come detto precedentemente, nelle reti di trasmissione la reattanza è maggiore della resistenza, quindi si determina il legame tra potenze reattive e variazioni di tensione. La regolazione di tensione è attuata in modo da garantire un livello di tensione all'interno di due limiti ben definiti: secondo la norma CEI EN 50160 per variazioni lente della tensione in condizioni normali di esercizio, esclusi i periodi con interruzioni, le variazioni della tensione di alimentazione non dovrebbero superare  $\pm 10\%$  della tensione

nominale ( $U_n$ ). Nel caso di forniture di elettricità in reti non interconnesse a sistemi di trasmissione o per utenti lontani dalla rete, le variazioni della tensione non dovrebbero superare  $+10\%$  /  $-15\%$  di  $U_n$ .

Nel caso delle microgrid, il sistema di regolazione della tensione deve essere performante, soprattutto quando si è in modalità off grid. In questo caso sussiste anche un altro problema che deve essere preso in considerazione in fase di progettazione, ovvero il fatto che a causa della bassa impedenza del sistema, a piccole variazioni della tensione, corrispondono delle potenze reattive circolanti tra i generatori tanto grandi da superarne anche la portata; si deve quindi gestire ogni generatore in modo da non superare i limiti di erogazione. La convenzione utilizzata per lo scambio di potenza reattiva è quella del generatore: se  $Q > 0$  allora il generatore eroga potenza reattiva in rete con corrente in ritardo rispetto alla tensione, ovvero il generatore si comporta da capacità, al contrario se  $Q < 0$  allora il generatore assorbe potenza reattiva erogando una corrente in anticipo rispetto alla tensione e si comporta come un'induttanza. Anche qui, come nel caso delle variazioni di frequenza, il controllo può essere effettuato localmente ad esempio con un droop sulla tensione; i controllori verranno ad ogni modo analizzati nello specifico sull'applicazione della microgrid sperimentale.

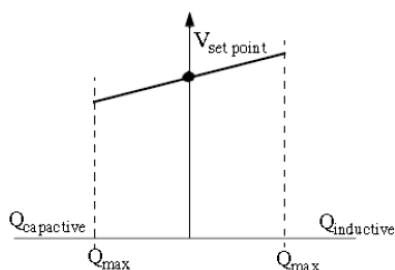


Fig. 1.8 Caratteristica droop V-Q

### 1.5.3 Regolazione in presenza di convertitori

In presenza di generazione da fonti rinnovabili, nella maggior parte dei casi l'interfaccia tra rete e generatore è costituita da un convertitore, nel quale si devono implementare le funzioni per la regolazione del funzionamento della rete. I convertitori, tipicamente inverter, vengono controllati secondo una logica preimpostata e pilotano degli switch in modo tale da fornire una determinata potenza con frequenza e tensione personalizzate. Nel caso di più generatori in parallelo, si devono seguire delle tecniche di controllo dedicate in modo che la potenza venga ripartita in modo corretto. [28]

#### 1.5.3.1 Inverter pilotati in tensione: FORMING

Tali convertitori lavorano per mantenere la tensione e la frequenza ai morsetti costanti in base a dei valori impostati dall'operatore. Tale configurazione può essere utilizzata in un solo inverter e solo se si lavora in isola e serve a creare i valori di riferimento per gli altri generatori; esso funziona quindi da nodo di saldo per la microgrid e modificherà la propria potenza in uscita al variare del carico.

#### 1.5.3.2 Inverter pilotati in corrente: FOLLOWING

Questi convertitori lavorano a corrente imposta ed erogano potenza secondo dei setpoint imposti dal sistema regolante. Tale configurazione può essere adottata quando si è connessi in rete o in isola se è presente un generatore master e un buon sistema di controllo che cambi i riferimenti di potenza in funzione della richiesta. Infatti non sono formatori di rete, ovvero devono sincronizzarsi con tensione e frequenza prodotti dal master o rilevati al PCC con la rete. Tipicamente questa configurazione viene scelta per la generazione da fonti rinnovabili in modo da erogare tutta la potenza che si riesce a produrre seguendo il massimo punto di producibilità, ma devono comunque poter rispondere a ribasso seguendo dei setpoint imposti.



### 1.5.3.3 Inverter pilotati in droop: SUPPORTING

Essi lavorano impostando un valore di tensione e frequenza in funzione della potenza erogata; in questo modo è possibile ripartire la potenza attiva e reattiva tra le varie unità di generazione garantendo la qualità del servizio e stabilità del sistema. Il controllo droop fa sì che il convertitore si comporti come un generatore il quale supporta la produzione di potenza attiva e reattiva da parte di altri generatori funzionanti in parallelo variando i suoi setpoint di tensione e frequenza ai sui morsetti.

### 1.5.3.4 Controllo dei convertitori

Gli inverter e in generale i convertitori, come accennato prima, non rispondono a variazioni fisiche sul dispositivo, ma creano la loro uscita in funzione di segnali elaborati al loro interno. Tipicamente si effettua un controllo di corrente, il quale ha anche il vantaggio di permettere una limitazione sulla potenza di uscita. I segnali di riferimento per la modulazione PWM (Pulse Width Modulation), vengono sincronizzati attraverso dei dispositivi esterni alle forme d'onda presenti ai morsetti di uscita e successivamente si generano le correnti d'uscita usando un sistema di riferimento "dq" attraverso la trasformazione di Park. Molto sinteticamente, le potenze prodotte dal convertitore sono riferibili alla corrente in asse diretto e in quadratura secondo:

$$P = \frac{3}{2} V_{d,grid} I_d \quad (1.11)$$

$$Q = -\frac{3}{2} V_{d,grid} I_q \quad (1.12)$$

La componente della tensione in quadratura non è presente in quanto è stato preso un sistema di riferimento sincrono rispetto alla tensione di rete. In questo modo, effettuando un controllo sulle due componenti di corrente, si regolano le potenze in uscita in modo indipendente. [24]

## 1.6 Power Management System

Le microgrid, come detto, si possono adottare in svariate situazioni, ma presentano alcuni problemi legati soprattutto alla generazione da fonti energetiche rinnovabili, quali la produzione intermittente e la diversa risposta inerziale per variazioni di potenza; è perciò necessario adottare un sistema di supervisione in grado di controllare i flussi di potenza ed inviare i segnali di controllo ai relativi dispositivi. Considerata l'importanza fondamentale della comunicazione tra i vari dispositivi che compongono la rete, è richiesto un sistema di monitoraggio e una gestione ottimizzata per garantire gli obiettivi preposti. Il power management system (PMS) è l'insieme di apparecchiature e strumenti che permettono di mantenere il controllo su generatori, carichi e accumulo, garantendo la sicurezza degli impianti, la continuità del servizio e la gestione dei flussi di potenza anche in relazione ad eventuali vincoli contrattuali. Per la naturale dinamica degli eventi in rete, il PMS deve lavorare acquisendo e gestendo segnali in tempo reale, riconoscendo quali di questi sono più rilevanti. I segnali che il sistema è tenuto ad analizzare, devono essere raccolti tramite dei sensori e trasferiti al controllore centrale per l'elaborazione effettuata secondo logiche specifiche e preimpostate.

Ad oggi è proprio il sistema di trasferimento delle informazioni quello che desta più problemi, infatti esiste sempre un ritardo nella trasmissione dei dati e questo può comportare malfunzionamenti o instabilità nel sistema. Una volta analizzati e processati i segnali, vengono rinviati ai sistemi di generazione o carico in modo da effettuare un corretto bilanciamento della potenza. In seguito, con tempi di reazione più lunghi, interviene anche la logica atta a gestire gli eventuali disturbi. In caso di eventi particolari che portano a situazioni di emergenza, il sistema prevede anche l'intervento di un operatore specializzato, che grazie alle informazioni fornite dal sistema, può prendere delle decisioni più importanti come il passaggio in isola. In tali casi il controllo deve inviare un segnale alla macchina

in funzione preposta al funzionamento da master, in modo tale che essa possa iniziare a funzionare come riferimento per gli altri dispositivi.

L'architettura di gestione che si trova in una microgrid prevede diversi livelli di controllo in maniera gerarchica:

- **controllo locale su generatore e carichi**, che potrebbe essere intesa come logica implementata nell'interfaccia del dispositivo, la quale utilizza informazioni prelevate dal punto di connessione con la microgrid;
- **controllo centrale di microgrid**: raccoglie le informazioni provenienti da tutti i dispositivi connessi alla microgrid e li elabora per generare dei segnali di controllo da inviare alle singole apparecchiature; tale sistema gestisce le informazioni da e per la rete di distribuzione ove presente.

### 1.6.1 Allegato O CEI 0-16

La microgrid, nei casi in cui sia presente una connessione ad una rete di distribuzione, può essere considerata come un unico dispositivo, connesso al PCC, controllabile e che abbia la possibilità sia di produrre che assorbire potenza. In taluni casi essa può fornire un supporto alla rete sia di tensione nei luoghi con rete di alimentazione debole, sia come servizi di rete. Al suo interno è rappresentata da un insieme di generatori e utilizzatori di energia che risultano collegati alla rete tramite sistemi di convertitori statici.

Le autorità preposte alla stesura della normativa, stanno valutando delle modifiche da apportare alle attuali norme per disaminare le microgrid e di garantirne il corretto funzionamento in relazione anche agli altri attori presenti in rete.

Prendendo in considerazione la norma CEI 0-16, più nel dettaglio la variante 3 e l'allegato O (in inchiesta pubblica nel luglio 2017), si può individuare una soluzione proposta per le reti MT, dove un controllore centrale governa le utenze connesse ad una stessa porzione di rete MT. Per quanto detto prima, con le opportune considerazioni del caso, si può considerare tale Norma anche per l'allacciamento di microgrid, infatti essa si connette alla rete MT in un PCC.

La norma prevede l'installazione di un Controllore Centrale d'Impianto (CCI) il cui compito principale è coordinare il funzionamento dei diversi elementi costituenti l'impianto affinché lo stesso operi in maniera da soddisfare le richieste del distributore al punto di connessione con la rete. Tale dispositivo funge da unico punto di scambio di informazioni con il DSO, che può inviare comandi e parametri al CCI, i quali successivamente vengono inviati alle unità locali controllate. Essendo il controllore l'unico dispositivo di interfaccia fra DSO e utente, esso dovrà essere in grado di acquisire e processare le informazioni necessarie alla gestione dei dispositivi locali dell'utente e delle interfacce relative al DSO ed eventuale Aggregatore, anche se non connesso direttamente ad un canale di comunicazione. Si capisce quindi come il CCI non abbia un'unica architettura e struttura, infatti come specifica la Norma, può essere implementato in un'interfaccia fisica già presente nell'impianto, come ad esempio il controllore dell'unità di generazione funzionante da Master.

Lo schema generale del sistema proposto (Fig. 1.9) è molto sintetico e serve a rappresentare le iterazioni che il CCI ha con le varie interfacce. Lo schema non è rigido e può subire delle modifiche sostanziali nel futuro; nell'ottica dello sviluppo continuo delle Smart Grid, si deve considerare anche la possibilità di sfruttare un unico canale di comunicazione standardizzato dove possono essere trasmesse tutte le informazioni senza disturbi.

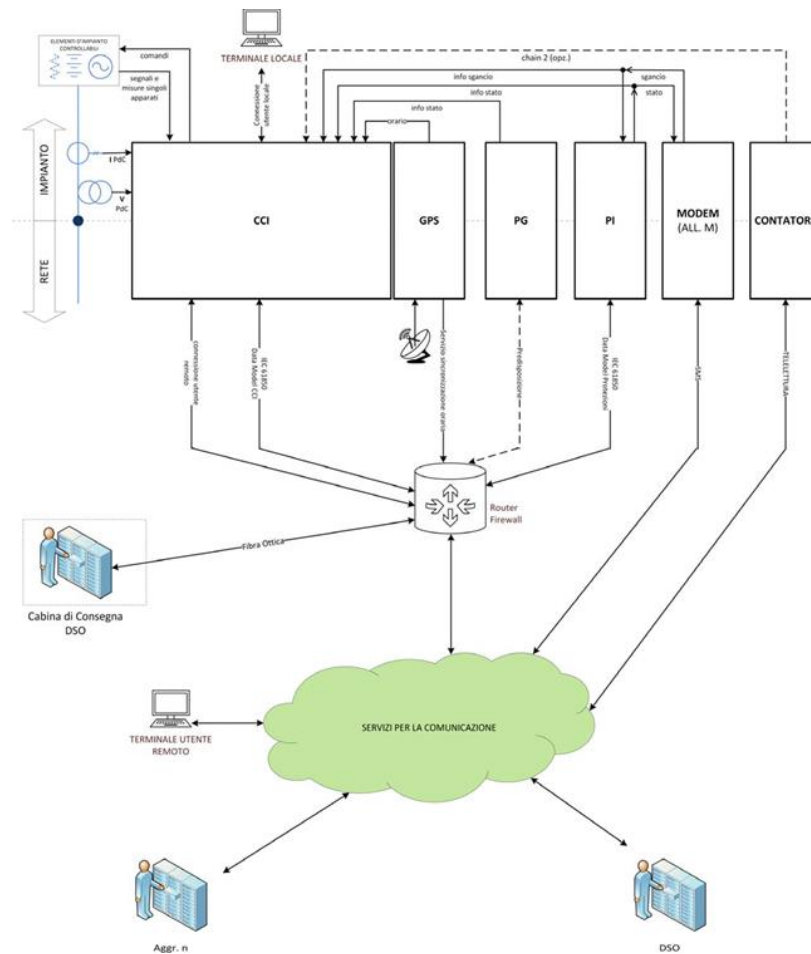


Fig. 1.9 Schema generale del CCI

### 1.6.1.1 Modalità di funzionamento e prestazioni minime

È previsto che il CCI abbia due modalità alternative di funzionamento: autonoma ed asservita.

Nel caso di *modalità autonoma* il controllore deve attuare le funzioni di regolazione preimpostate secondo normativa e utilizza i parametri inseriti di default tramite terminale locale o remoto dall'utente.

Nella *modalità asservita* il controllore opererà secondo le funzioni di regolazione e i rispettivi parametri comunicati dal DSO tramite canale di comunicazione. In caso manchi il canale preferenziale tra DSO e utente, le prescrizioni del DSO devono poter essere integrate nel CCI tramite un terminale locale con priorità rispetto altri comandi. Se l'impianto risponde ad un Aggregatore che gestisce l'accesso al MSD (Mercato per il Servizio di Dispacciamento), dovrà essere integrato anche un altro canale di comunicazione o terminale locale per la gestione delle funzioni richieste.

Il CCI deve assicurare delle prestazioni minime, con rispetto verso la capability dei dispositivi, relative a:

- regolazione della tensione nel PCC in accordo con le specifiche indicate in "Partecipazione al controllo della tensione" della Norma CEI 0-16;
- partecipazione alla limitazione della potenza attiva in accordo con le specifiche indicate in "Limitazione della potenza attiva per valori di tensione prossimi al 110% di  $U_n$ " e "Limitazione della potenza attiva su comando esterno proveniente dal DSO" della Norma CEI 0-16.

In caso di regolazione di tensione da parte dell'impianto connesso al PCC in MT, sono previste quattro modalità diverse:

- funzionamento in erogazione di potenza reattiva a  $\cos\phi$  fisso e impostabile;
- funzionamento in erogazione di potenza reattiva a  $\cos\phi=f(P)$ ;
- funzionamento in erogazione automatica di potenza reattiva secondo una curva  $Q=f(V)$ ;
- funzionamento in erogazione di potenza reattiva su comando esterno.

Le prime tre funzioni di regolazione, in assenza di un canale di comunicazione con il DSO, sono controlli autonomi, mentre la quarta è asservita e ha priorità assoluta; l'attuazione di una funzione esclude le altre. Inizialmente sul CCI non è attivata nessuna funzione; solo con la stesura del regolamento di esercizio si stabilisce quale delle funzioni è da ritenersi di default. Qualunque sia la funzione scelta, il CCI dovrà effettuare un controllo e coordinamento degli elementi locali al fine di garantire, proprio per come è stato definito, le prestazioni minime al PCC; le specifiche tecniche delle regolazioni sono descritte nell'allegato I della Norma. Per quanto riguarda la limitazione della potenza attiva immessa, si ha la possibilità di gestire in modo autonomo la gestione dell'impianto al fine di non disconnettersi dalla rete per intervento delle protezioni al superamento del 110%  $U_n$ , mentre il comando esterno è una funzione asservita con priorità. I vincoli sono riferiti come sempre al PCC e ciò permette all'utente, anche tramite CCI, di effettuare una regolazione sui generatori in base alle proprie esigenze.

In aggiunta a quanto detto, se nell'impianto utente sono previsti dei generatori da fonte rinnovabile non programmabile, ad esempio un impianto fotovoltaico, come prescritto dalla Norma CEI 0-16 essi dovranno partecipare ai piani di difesa del Sistema Elettrico Nazionale (SEN) attraverso la riduzione parziale o totale della produzione comandata da remoto. Il CCI potrà allora effettuare un controllo per la riduzione della potenza di tali fonti, ma non potrà gestirne il distacco, proprio per come viene definito. Infatti, come detto, esso non opera come protezione e l'unica operazione che può svolgere è quella del controllo della produzione. In caso il controllo imposto dal CCI non fosse sufficiente, interverrà la protezione di interfaccia (come descritto nell'allegato M) che invierà al CCI un segnale in modo che il controllo centrale non contrasti quest'azione.

Esistono anche delle prestazioni opzionali implementabili nel CCI:

- prestazioni funzionali per la gestione dell'impianto, come la presa di carico graduale in avviamento e in caso di riconnessione, che viene attuata imponendo una rampa opportuna (massimo + 20%  $P_n/\text{min}$ ) ad ogni generatore con intervalli di tempo appropriati;
- prestazioni per la partecipazione al MSD, imponendo con comando esterno un setpoint sulla produzione di potenza attiva nei limiti di capability e in rispetto agli eventuali limiti imposti per la regolazione;
- prestazioni per la gestione ottimizzata dell'impianto.

#### ***1.6.1.2 Modalità operative del CCI***

Nello schema proposto dall'allegato O (Fig. 1.10), si possono individuare due anelli di regolazione:

- anello di "regolazione rapida" o "regolazione impianto";
- anello di "regolazione lenta" o "analisi curve di regolazione".

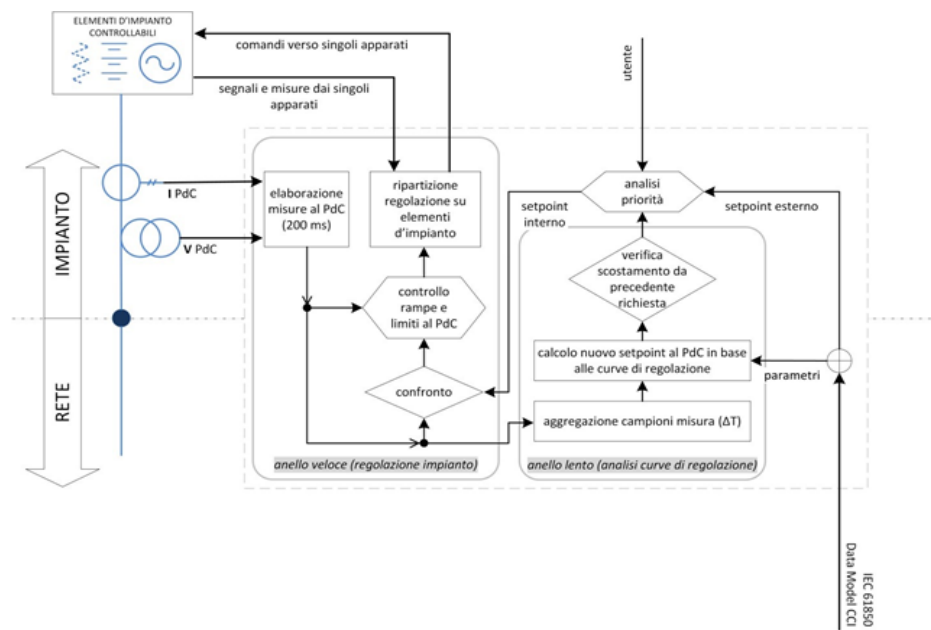


Fig. 1.10 Schema a blocchi con anelli di regolazione proposti del CCI

L'anello di regolazione rapida ha lo scopo di individuare e modificare, in funzione della dinamica dell'impianto, il punto di lavoro di ogni singolo dispositivo coordinato dal CCI; il CCI verifica e calcola la differenza tra punto di lavoro atteso ed effettivo presente al PCC e in funzione di tale valore corregge i punti di lavoro dei singoli dispositivi d'impianto tramite la trasmissione su una rete interna di comandi. Il punto di lavoro atteso è imposto tramite un comando esterno oppure prelevando il segnale di uscita dall'anello di regolazione lenta. Quest'ultimo è la parte di sistema preposta a calcolare il punto di lavoro atteso al PCC in occasione della partecipazione dell'impianto alla regolazione della tensione della rete di distribuzione secondo le curve specificate nella Norma ( $Q=Q(V)$ ,  $\cos\phi=\cos\phi(P)$ ) e alla capability dell'impianto. La modifica del punto di lavoro avviene solo se viene superata una deadband predefinita.

L'anello di regolazione rapida deve coordinare i singoli dispositivi locali garantendo dei tempi di assestamento massimi e non superiori a 60 s per le variazioni del setpoint interno di potenza attiva e 10 s per le variazioni del setpoint di potenza reattiva. Con tempo di assestamento si intende l'intervallo di tempo che intercorre tra l'istante in cui si applica un nuovo setpoint e quello in cui la grandezza controllata al PCC rientra in una fascia di tolleranza pari al 5% del valore atteso. Si precisa che nel caso di partecipazione al MSD, il tempo di assestamento deve essere tale da rispettare le curve imposte dal Codice di Rete dell'operatore del sistema di trasmissione (Transmission System Operator, TSO). L'anello di regolazione lenta per l'attuazione di curve di regolazione, deve garantire un'elaborazione dei dati entro un certo tempo di ciclo definito tra 10 s e 600 s su prescrizione del DSO. Il setpoint calcolato deve essere utilizzato come nuovo riferimento interno anche se il precedente valore atteso al PCC non è stato raggiunto; inoltre entro il tempo di ciclo il CCI è in grado di acquisire dei nuovi parametri o curve ed elaborare un nuovo segnale. Si precisa che tale segnale è soggetto a esclusione per priorità di altri controlli. Questo sistema di controllo basato su due anelli di regolazione con dinamiche diverse, necessita di segnali esterni e misure sul campo che devono rispettare i vincoli indicati dalla normativa.

### 1.6.1.3 Monitoraggio dell'impianto

Per il CCI un sistema di acquisizione di misure e informazioni provenienti dall'impianto è fondamentale. Queste informazioni vengono utilizzate internamente per i sistemi di controllo, ma devono anche poter essere trasmesse al DSO, o altro operatore, il quale le utilizza per verificare il funzionamento in sicurezza della rete.

In accordo con quanto prescritto dalla Norma CEI 0-16;V1, l'utente attivo deve rendere disponibili al DSO le prestazioni in potenza dei diversi elementi di impianto. In relazione a queste informazioni, vengono definite nel regolamento di esercizio le seguenti grandezze relative all'intero impianto:

- potenza attiva massima in assorbimento ( $P_{ass}$ );
- potenza attiva massima in immissione ( $P_{imm}$ );
- potenza reattiva capacitativa massima ( $Q_{cap}$ );
- potenza reattiva induttiva massima ( $Q_{ind}$ ).

Tali valori possono essere ricavati semplicemente come somma delle grandezze dei singoli elementi d'impianto, salvo diversa indicazione del DSO. Questi valori vengono poi utilizzati per tracciare una curva convenzionale riferita al PCC dell'impianto (curva poligonale di impianto), la quale indica i limiti di operatività dell'impianto in qualunque condizione. Inoltre viene definita un'altra grandezza convenzionale definita potenza apparente massima dell'impianto ( $S_{max}$ ) utile per rapportare le grandezze elettriche in p.u., in modo che tutti gli "operanti" sulla rete in questione possano avere un riferimento comune; questo valore andrà poi inserito nel Regolamento di Esercizio.

$$S_{max} = \sqrt{\max(P_{imm}^2, P_{ass}^2) + \max(Q_{ind}^2, Q_{cap}^2)} \quad (1.13)$$

La Fig. 1.11 descrivere in modo sintetico le caratteristiche di potenza degli elementi costituenti l'impianto, e serve a definire l'area (interna ai limiti di produzione ed assorbimento) che poi diventerà la curva poligonale; successivamente vettore unificato potrà esistere solo all'interno delle suddette aree.

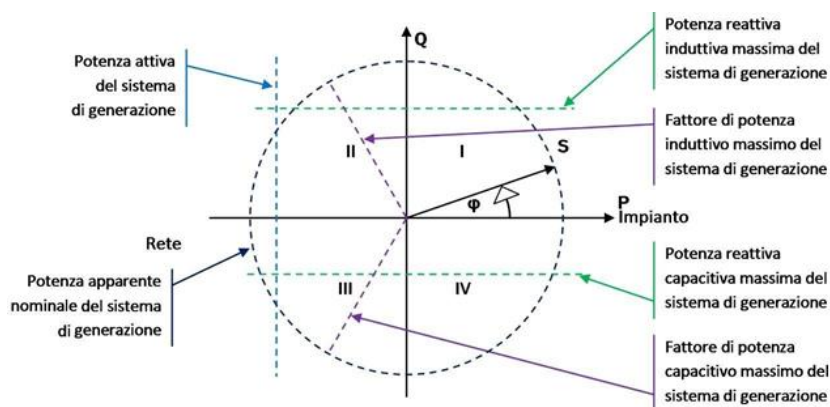


Fig. 1.11 Esempio di definizione delle caratteristiche di potenza di un sistema di generazione

Oltre alle prestazioni in potenza, il CCI acquisisce e trasmette al DSO, e in caso all'Aggregatore, le seguenti misure per garantire una corretta conoscenza dello stato della rete:

- grandezze P, Q, V al PCC;
- potenza attiva e reattiva delle diverse unità di produzione aggregate per fonte di generazione primaria.

Tali grandezze possono essere fornite secondo diversi standard in base alla finalità d'uso; in particolare si permette la conoscenza dello stato complessivo dell'impianto, ovvero la potenzialità operativa del CCI rispetto al controllo dei dispositivi locali d'impianto; in caso la comunicazione tra gli operatori sia interrotta, l'impianto avrà potenzialità nulla in quanto non conoscendo lo stato dei dispositivi della rete, non è in grado di garantire dei servizi.

Le grandezze vengono misurate direttamente al PCC tramite opportuni strumenti connessi poi agli ingressi del CCI abilitati; le caratteristiche tecniche dei sistemi di misurazione e le modalità per l'acquisizione dei dati sono normate e descritte nell'allegato. I segnali di controllo e verifica sono resi disponibili dal CCI in un'unica porta, con la quale è possibile lo scambio di informazioni.

Per garantire la sicurezza delle comunicazioni e la condivisione tra diversi operatori, è prevista l'installazione di un router d'impianto il cui compito è segregare il traffico dei diversi protocolli utilizzati sia in ingresso che in uscita e di instradarlo opportunamente. Questo rispetta la richiesta dell'AEEGI, la quale prevede che il CCI *“sia interoperabile con i sistemi delle imprese distributrici e non debba essere sostituito ogni volta che dovesse cambiare l'Utente del dispacciamento o l'Aggregatore, tutelando in tal senso i produttori e favorendo la concorrenza”*. [23] [29] [30]

Riassumendo, l'obiettivo del CCI è quello di coordinare e controllare il funzionamento della rete utente come se fosse un unico dispositivo, in modo da soddisfare le richieste formulate nel regolamento di esercizio con il DSO e richieste di produzione in caso di MSD considerando comunque un'azione prioritaria di regolazione da parte del DSO in casi particolari; in nessun modo vuole essere una sostituzione all'attuare sistema d'interfaccia e protezione. Il CCI è l'unico dispositivo di comunicazione tra DSO, utente ed eventuale Aggregatore e permette lo scambio di informazioni proprie dello stato d'impianto ai fini di sicurezza della rete ed ottimizzazione della produzione; il fine sarà quello di creare una grande rete di comunicazione dove ogni operatore possa interagire senza particolari difficoltà (ad esempio con qualunque protocollo di comunicazione standardizzato). Detto ciò si può applicare questo modello anche nel caso delle microgrid, impianti visti come un unico utente, con una curva caratteristica di produzione o assorbimento, che garantiscono al PCC delle prestazioni minime e che possano anche partecipare al MSD in modo autonomo o con un Aggregatore.





## 2 LA MICROGRID SPERIMENTALE PrInCE

La microgrid sperimentale realizzata presso il Politecnico di Bari vuole essere un utile banco di prova per la ricerca e sviluppo di nuovi dispositivi e componenti per applicazioni Smart grid. [31] Tale rete si inserisce nell'ambito del progetto PON 2007-2013, dal titolo "Processi Innovativi per la Conversione dell'Energia" (PrInCE) finanziato dal Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca Italiano. Il finanziamento e la collaborazione con aziende del settore hanno portato al potenziamento e costruzione di diversi laboratori al fine di creare un ambiente dove si possa fare ricerca su tecnologie di generazione da fonti rinnovabili e dispositivi di comando intelligente per la gestione della generazione distribuita.

### 2.1 LA RETE

La microgrid sperimentale è un ambiente di prova sul quale è possibile fare analisi su dispositivi già in commercio e ricerca su nuove soluzioni sia hardware che software. L'obiettivo di queste grid è quello di aumentare la qualità del servizio elettrico fornito agli utenti e sfruttare in modo ottimale la produzione da fonti energetiche dislocate sul territorio di pertinenza.

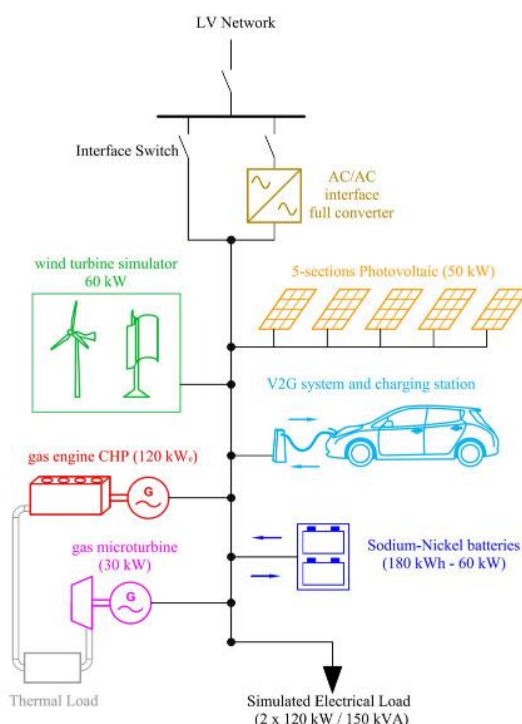


Fig. 2.1 Schema generalizzato della MG sperimentale

La microgrid si basa su una rete di distribuzione radiale in bassa tensione a 400 V, interfacciata alla rete di distribuzione tramite o un interruttore statico o due convertitori in configurazione back to back. Osservando lo schema generalizzato (Fig. 2.1) della microgrid si può notare come essa sia assimilabile ad un unico dispositivo, visto dal DSO, il quale può assorbire o erogare in base alle condizioni contrattuali o di regolazione.

All'interno della microgrid sono presenti dei generatori (cogeneratore, microturbina e impianto fotovoltaico), due sistemi di accumulo (batteria e sistema vehicle to grid) e dei carichi programmabili. Nel funzionamento normale la rete alimenta dei carichi reali del laboratorio disposti su una sbarra di distribuzione a monte degli interruttori di parallelo della MG, in modo da permettere l'esecuzione di prove mantenendo alimentata quell'area agendo in modo opportuno sugli interruttori di manovra. Oltre a tali dispositivi, è stato installato un generatore che simula il comportamento di una turbina eolica ed è stato interfacciato alla rete tramite un apposito sistema di conversione. In questa tesi non viene preso in considerazione lo studio di questo generatore, ma sarà oggetto di ricerche future.

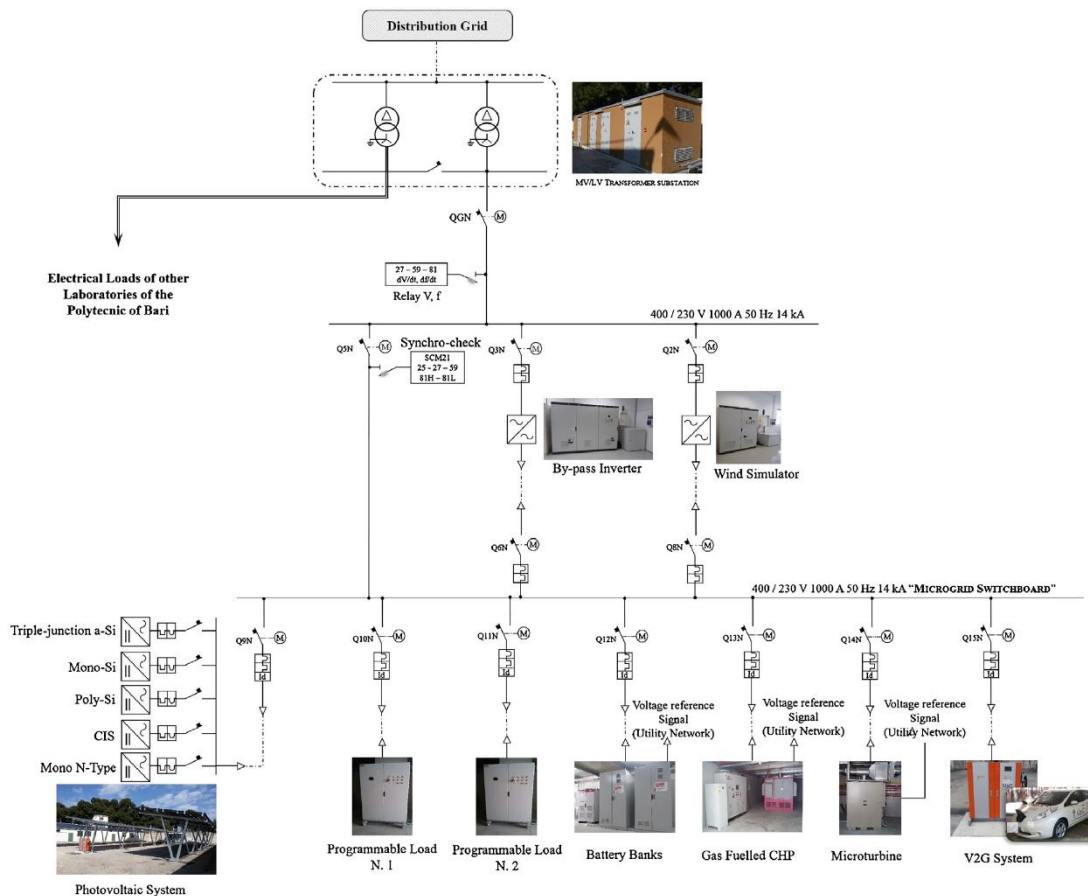


Fig. 2.2 Schema unifilare della MG sperimentale PrInCE

Nella Fig. 2.2 viene presentato lo schema unifilare complessivo di tutta la rete Utente. I carichi realmente utilizzati nei laboratori del Politecnico sono alimentati dalla sbarra, lato BT, alimentata da una cabina con trasformatore MT/BT con una potenza nominale di 1250 kVA. Sulla sbarra è presente un dispositivo congiuntore per garantire il funzionamento dell'area dei laboratori anche in occasione di prove sulla microgrid. L'interruttore statico (Q5N) dà la possibilità all'Utente di disconnettersi anche intenzionalmente dalla rete principale; in questo modo è possibile simulare il funzionamento in isola e i relativi transitori che si verificano. Il doppio convertitore ac/ac con potenza di 200 kVA (by-pass inverter) permette invece di disaccoppiare le due reti e di gestirne lo scambio di potenza in un verso o l'altro. Tale dispositivo può aumentare notevolmente la qualità del servizio fornito e permette inoltre di ottimizzare la produzione interna, ma deve comunque essere correlato ad altri interruttori in modo da poter effettuare una separazione fisica tra le due reti, allo scopo di aumentarne la sicurezza. Grazie al comportamento del convertitore è anche simulare l'inserimento di un nuovo carico o generatore sfruttando il collegamento con la rete. [31] [32] [33]

## 2.2 GLI ELEMENTI DELLA RETE

La microgrid sperimentale è esercita in bassa tensione 400 V e ha una struttura radiale. Tutti gli elementi della MG sono connessi ad un'unica sbarra mediante cavi e vengono protetti secondo la normativa vigente. Oltre alle classiche protezioni e quelle prescritte dalla Norma necessarie per il funzionamento in parallelo con la rete, saranno presenti una serie di misuratori atti al rilievo delle grandezze necessarie alla gestione della microgrid; inoltre per effettuare il parallelo con la rete è stato installato un dispositivo di sincronizzazione che agisce su Q5N. Si passa ora ad analizzare nel dettaglio gli elementi installati e i dati di base utilizzati per le simulazioni di eventi; in taluni casi, ove mancavano alcuni dati importanti al fine dello studio della rete, sono state utilizzate informazioni relative ad elementi con caratteristiche simili.

### 2.2.1 Trasformatore ed elementi di connessione della rete

La trasformazione MT/BT è effettuata tramite due trasformatori in parallelo con uscite collegate su sbarra con congiuntore. Il tipo supposto è DYn11 20000/400 V. Le protezioni installate sono del tipo ANSI 25, 27, 59, 81, SCM 21 ed esiste la possibilità di controllare mediante motorizzazione il riarmo degli interruttori. Per quando riguarda le linee di collegamento, si fa riferimento alla seguente tabella (Tab. 2.1), nella quale sono stati raccolte le informazioni sulla tipologia di cavi e pose utilizzate:

PUNTI DI CONNESSIONE LINEA		Conduttori [34] [35]	Derivazione	Sezione Conduttori (fase e neutro) [mm <sup>2</sup> ]	Lunghezza [m]	Tipo di Posa
ST_0.4/BB Tb_0.4	QGN	KTA1000	3F+N+PE	-	60	Verticale di piatto
QGN	400/230 V 1000 A	FG70M1/Cu	3F+N+PE	3(3x1x240)+3x1x240	40	61
Q3N	Inverter by-pass 1	FG7M1/Cu	3F+N+PE	2x(3x1x70)	6	61
Inverter by-pass 2	Q6N	FG7M1/Cu	3F+N+PE	2(3x1x70)+2x1x70	8	61
Q2N	Inverter Eolico	FG7M1/Cu	3F+N+PE	3x1x35	16	61
Inverter Eolico	Q8N	FG7M1/Cu	3F+N+PE	3x1x35 + 1x35	16	61
Q9N	Terminal PV	FG7M1/Cu	3F+N+PE	3x1x70 + 1x70	170	61
Q10N	Load 1	FG7M1/Cu	3F+N+PE	2(3x1x120)	110	61
Q11N	Load 2	FG7M1/Cu	3F+N+PE	2(3x1x120)	110	61
Q12N	Inverter Battery	FG7M1/Cu	3F+N+PE	3x1x95 + 1x95	110	61
Q13N	CHP	FG7M1/Cu	3F+N+PE	3x1x240 + 1x120	105	61
Q15N	Inverter MT	FG7M1/Cu	3F+N+PE	3x1x35 + 1x35	130	61

Tab. 2.1 Descrizione delle linee per il collegamento dei dispositivi della rete

### 2.2.2 Cogeneratore

Si parla di cogenerazione (Combined Heat and Power, CHP) quando si produce congiuntamente e nello stesso momento energia termica ed elettrica in un unico sistema con una sola fonte primaria. L'obiettivo è l'utilizzo più efficiente dell'energia a disposizione e si applica bene laddove siano

richieste entrambe le forme di energia. La struttura si compone da un motore primo a combustione, uno o più generatori e un sistema di recupero del calore in uscita dal motore primo. Nel complesso è possibile avere un risparmio di combustibile con una minore emissione di inquinanti.

Il cogeneratore installato nella microgrid è il TEMA® 120-170 alimentato a gas naturale mediante un compressore posto in ingresso al circuito di alimentazione. Il generatore è abilitato al funzionamento da Master per la regolazione di tensione e frequenza (V-f) ed è collegato alla microrete mediante un convertitore di interfaccia in modo da sfruttare la flessibilità di produzione garantita da due macchine asincrone da 60 kW ciascuna fatte lavorare come generatori. Al bus dc è collegato anche un banco di accumulo elettrochimico, con una potenza stimata dalle prove effettuate dal laboratorio in circa 60 kWh, che ha il compito di sostenere la tensione del bus e la produzione/assorbimento di potenza per valori inferiori ai 5 kW.



Fig. 2.3 Immagine del cogeneratore

Si deve inoltre precisare che la macchina, già presente sul mercato, dispone di due uscite fisicamente separate che permettono:

- collegamento alla microrete per il funzionamento in parallelo alla rete di distribuzione in modalità PQ;
- collegamento a eventuali carichi privilegiati presenti nella MG per il funzionamento in isola.

Per ovviare a complicazioni impiantistiche, è stato adottato lo schema rappresentato nell'immagine di Fig. 2.4 che permette, mediante interruttori automatizzati ed interbloccati, di alimentare l'intera MG dallo stesso punto di connessione.

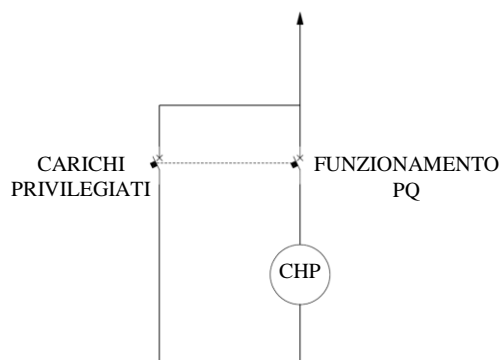


Fig. 2.4 Dettaglio impiantistico del CHP

I dati tecnici più importanti del gruppo CHP sono [33]:

DESCRIZIONE GRANDEZZA	UNITA'	VALORE
Tensione uscita	V	400
Pot. elettrica nominale ( $P_n$ )	kW	104
Pot. elettrica di picco	kW	170
Rendimento elettrico alla $P_n$	%	31,5
Pot. Termica ( $P_{tn}$ )	kW	185
Rendimento termico alla $P_{tn}$	%	56
Frequenza uscita	Hz	50
Velocità rotazione	rpm	900-2500
Combustibile	-	gas naturale (GN)
Portata fumi alla $P_n$	kg/h	460
Temperatura fumi alla $P_n$	°C	650
Fuel flow	Stmc/h	34,4
Pressione di alimentazione GN	mBarG	15-27
Pot. Calorifero inf. Combustibile	kJ/kg	43000
Rapporto di compressione (PR)	-	10

Tab. 2.2 Dati tecnici cogeneratore

### 2.2.3 Microturbina

La microturbina può essere assimilata ad un cogeneratore. Tra le differenze troviamo sicuramente la taglia, che non va oltre a qualche centinaia di chilowatt; un'altra differenza sostanziale è riferibile alla velocità di rotazione dell'albero della turbina, che può raggiungere oltre 140 krpm. Un vantaggio di queste macchine è sicuramente la dimensione ridotta e l'adattamento alle variazioni di carico. Questo è dovuto soprattutto alla presenza di un convertitore ac/ac di interfaccia con la rete, il quale garantisce una gestione ottimale dei flussi di potenza. Il convertitore effettua una conversione della corrente prodotta ad alta frequenza in corrente continua che poi viene riconvertita in corrente a 50 Hz. Anche in queste macchine è possibile effettuare recupero del calore, ovviamente in base alla convenienza ed all'utilizzo previsto. La microturbina installata nella rete sperimentale è una Capstone® C30, le cui caratteristiche fondamentali sono riportate in Tab. 2.3. [33]



Fig. 2.5 Immagine della microturbina

DESCRIZIONE GRANDEZZA	UNITA'	VALORE
Tensione uscita	V	400-480
Pot. elettrica nominale ( $P_n$ )	kW	30
Rendimento elettrico alla $P_n$	%	26
Frequenza uscita	Hz	50
Velocità rotazione	krpm	30-140
Combustibile	-	gas naturale (GN)

Tab. 2.3 Dati tecnici microturbina

## 2.2.4 Impianto fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico è realizzato con 5 diverse tecnologie di pannelli, per un totale di 242 moduli e una potenza di 50 kWp; ogni tipologia di modulo è interfacciata alla rete mediante apposito convertitore. I moduli fotovoltaici sono stati installati sopra le tettoie del parcheggio auto del laboratorio.



Fig. 2.6 Immagine dell'impianto fotovoltaico

In questo elaborato non si è considerata la posa con relativa orientazione e inclinazione; se fosse necessario sarà poi sufficiente inserire i dati dettagliati nella logica implementata. Lo stesso discorso si può fare per l'irraggiamento; non sono stati utilizzati i profili di irraggiamento tipici dell'area interessata, in quanto esula dall'obiettivo prefissato. Il parco fotovoltaico è così composto [33] [36] [37] [38] [39] [40]:

	UNITA'	DESCRIZIONE				
		GFV1	GFV2	GFV3	GFV4	GFV5
Sub-arrays	-					
Pot. Massima	kWp	9,216	10,53	10,5	9,6	9,9
Tipo di modulo	-	triple junction a-Si	Mono-Si	Poly-Si	CIS	Mono N-type
N° di stringhe	-	4	2	2	8	2
N° moduli per stringa	-	16	19+20	21	8	17+16
Potenza modulo	W	144	270	250	150	300
Efficienza moduli	%	-	-	15,37	12,2	18,3
Tensione a circuito aperto ( $V_{oc}$ )	V	46,2	35,5	37,8	109	39,5
Corrente di cto cto ( $I_{sc}$ )	A	5,3	7,63	8,41	2,2	10,05
Tensione alla $P_n$	V	33	28	30,7	82,5	32
Corrente alla $P_n$	A	4,36	7,12	8,18	1,88	9,46

Coeff. Temperatura di $I_{sc}$	%/k	0,1	0,044	0,04	0,01	0,03
Coeff. Temperatura di $V_{oc}$	%/k	-0,31	-0,31	-0,42	-0,3	-0,31

Tab. 2.4 Dati tecnici impianto fotovoltaico

### 2.2.5 Sistema di accumulo

Il sistema di accumulo è costituito da un BESS (Battery Energy Storage System) e da un sistema V2G (vehicle to grid). Il contributo del sistema di accumulo tramite auto è stato tralasciato in quanto dipende dalla possibilità di avere l'auto collegata al sistema e quindi dipendente dall'utente. Il sistema BESS è costituito da due box posti in parallelo e interfacciati alla microgrid attraverso un inverter; l'intero sistema ha una potenza di scarica pari a 60 kWp ed una capacità totale di 180 kWh. [33]



Fig. 2.7 Immagine del sistema di accumulo

La tipologia di batteria installata è la ZEBRA ST523 le cui caratteristiche sono riportate nella seguente tabella:

Numero di celle	Corrente nominale [Ah]	Capacità nominale [kWh]	Tensione nominale [V]
240	38	23.5	620

Tab. 2.5 Caratteristiche tecniche batteria ST523

### 2.2.6 Carichi

Nella microgrid sono stati collegati, oltre ai carichi reali dei laboratori del Politecnico, due carichi programmabili, tensione e frequenza dipendenti, in modo da poter simulare degli eventi particolari facendogli percorrere delle curve preimpostate. Tali carichi sono costituiti da un raddrizzatore controllato che alimenta un carico resistivo della potenza di 150 kW. Grazie al convertitore è possibile simulare sia carichi induttivi che capacitivi. [33]

## 2.3 Sistema di controllo

La microgrid è controllata e gestita da un sistema automatico SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), una piattaforma aperta dove è possibile sviluppare nuove strategie di controllo e gestione ottimizzata della microgrid secondo le specifiche dell'Utente o del DSO.



Il protocollo di comunicazione utilizzato è il TCP/IP Modbus e le linee di comunicazione sono realizzate mediante collegamenti fisici in cavo Ethernet e fibra ottica. I collegamenti in fibra sono rappresentati da linee rosse in Fig. 2.8.

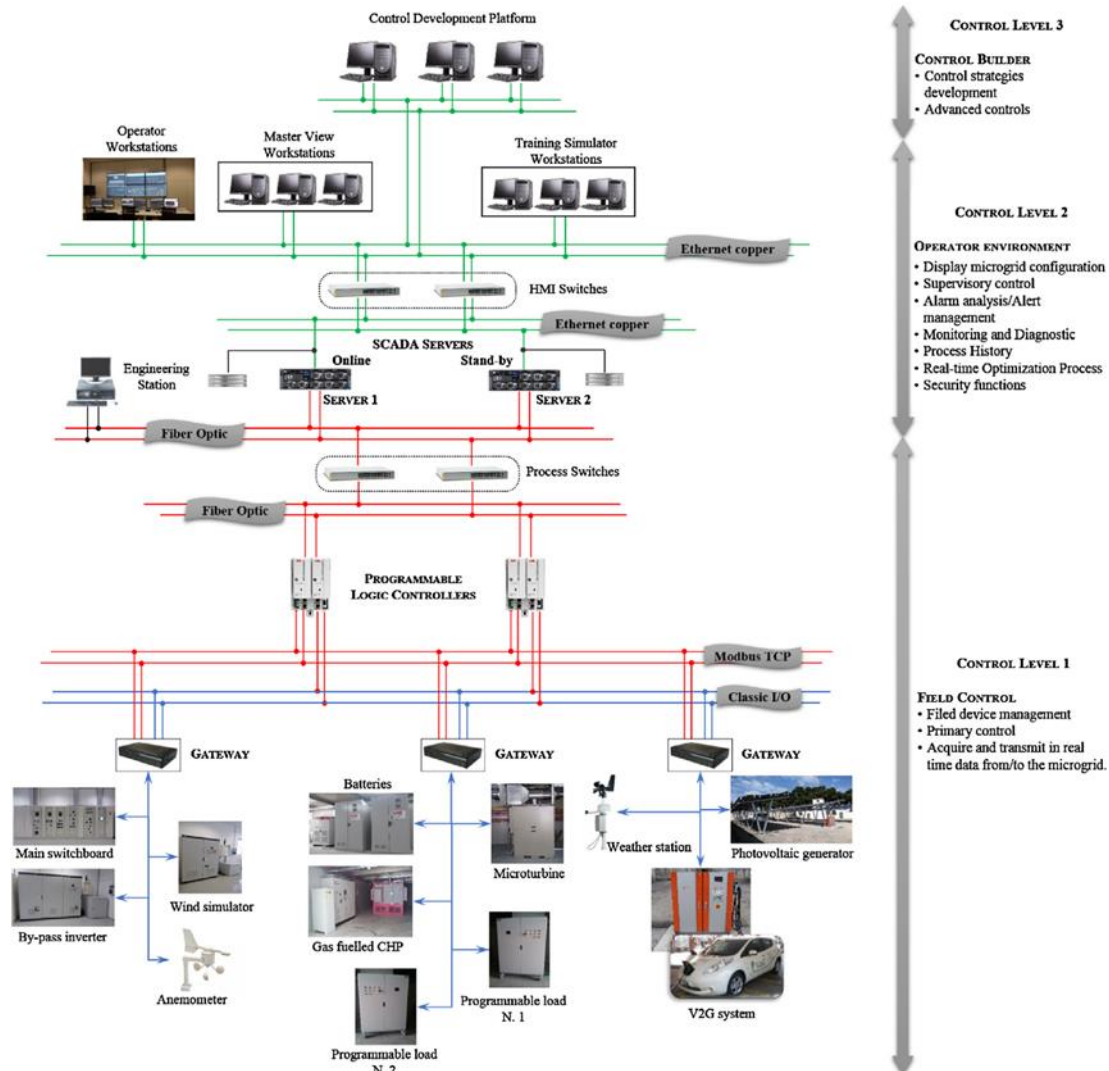


Fig. 2.8 Architettura hardware per la gestione della MG sperimentale

La piattaforma software utilizzata, dovendo utilizzare tecnologie già in commercio, è Symphony Plus Harmony (S+) di ABB. L'architettura SCADA prevede due macro aree di controllo. Il primo controllo viene effettuato su dispositivi di campo, quali PLC installati a bordo macchina, mentre il secondo riguarda tutto il sistema di controllo e PMS. Nella sala di controllo si applica una ridondanza doppia in modo da garantire maggiore sicurezza nelle comunicazioni, mentre a livello di campo la comunicazione dei segnali avviene tramite tre gateway collegati in maniera ridondante ai PLC (Programmable Logic Controller) a bordo macchina, che attuano i comandi in accordo con le logiche preimpostate.

S+ è un pacchetto software che permette di acquisire e processare i parametri di ciascun elemento della microgrid in tempo reale e mette a disposizione dell'operatore interfacce grafiche per la visualizzazione, il controllo e la storicizzazione dei valori di campo con gestione degli allarmi. [31]



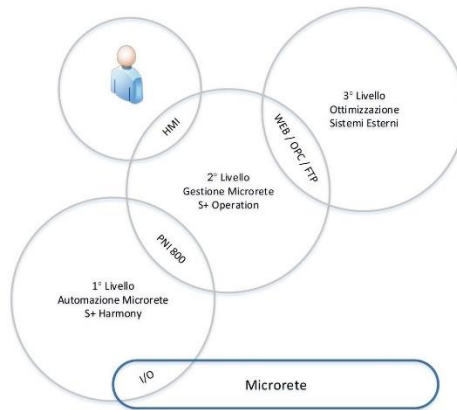


Fig. 2.9 Schema logico del sistema SCADA

La Fig. 2.9 riporta lo schema concettuale del sistema SCADA utilizzato. I livelli logici che si trovano sono:

- *livello di campo*: permette l’acquisizione dati e controllo locale mediante PLC;
- *livello operation*: in questo livello vengono implementate delle logiche finalizzate alla gestione ottimale e per la sicurezza della microgrid;
- *livello per ottimizzazione dei sistemi esterni*: tale livello permette all’operatore di interagire direttamente con il livello di campo bypassando il secondo (tranne la gestione della sicurezza) e ciò permette la sperimentazione di nuove strategie di controllo.

## 2.4 Strategia di controllo

Il sistema SCADA utilizzato permette di esercire la rete secondo diverse logiche, sia preimpostate, sia di nuova concezione. Banalmente la microgrid deve poter funzionare sia in parallelo con la rete di distribuzione, sia in isola. Il gruppo di Sistemi Elettrici per l’Energia del Politecnico di Bari ha sviluppato alcune funzioni in grado di garantire il corretto funzionamento della microgrid in occasione di eventi di disturbo. La Fig. 2.10 rappresenta le varie modalità di funzionamento e le transizioni tra le stesse. [31] [32]

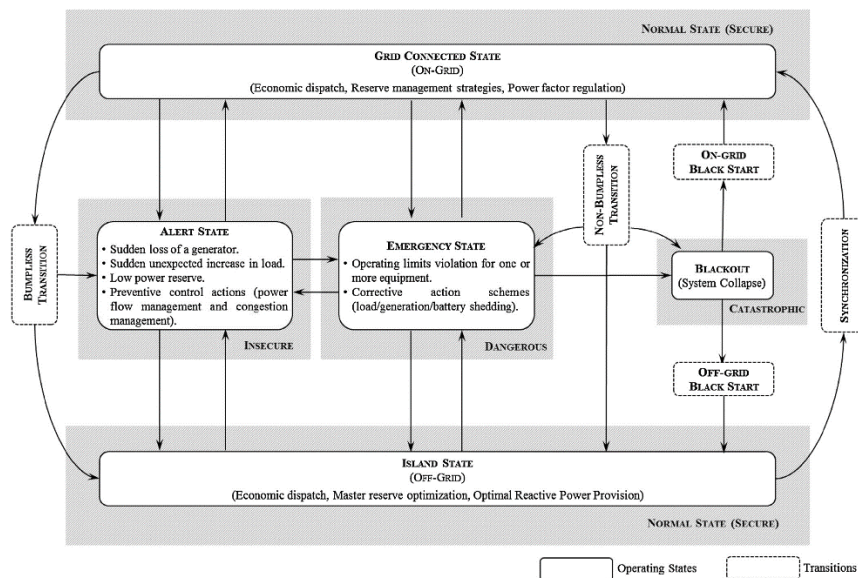


Fig. 2.10 Strategie di controllo in relazione agli stati operativi della microgrid PrInCE

#### **2.4.1.1 Funzionamento in parallelo alla rete di distribuzione (grid connected)**

Le unità locali lavorano in sincronismo con la rete e la produzione è regolata tramite setpoint imposti dal sistema SCADA. In questo caso il controllore centrale ha il compito di gestire la produzione ottimizzata di tutte le unità, sempre verificando che la qualità del servizio elettrico rimanga entro i range prestabiliti.

#### **2.4.1.2 Passaggio automatico da grid connected a off-grid**

Con questa funzione si garantisce il corretto passaggio tra le due modalità di funzionamento, sia in caso l'operazione sia intenzionale che non. Infatti la disconnessione può essere improvvisa, ad esempio per intervento di una protezione d'interfaccia. Nel caso di passaggio intenzionale, si hanno due possibili scenari:

- **transizione non-bumpless:** viene aperto l'interruttore di parallelo e in questo caso il sostentamento dell'isola è fondamentale. Oltre ad effettuare una regolazione V-f, in taluni casi più gravosi è previsto un load o generation shedding. In questa modalità un generatore viene scelto per la funzione di voltage forming, ovvero per diventare il Master e creare i riferimenti di tensione e frequenza anche per gli altri generatori; durante il passaggio da una modalità all'altra il generatore cambia il funzionamento da grid following a grid forming. Il problema che si è presentato, è quello della scelta di un generatore che possa funzionare da Master garantendo una potenza regolante sufficiente a sopperire tutti gli squilibri. Vista la struttura di una microgrid, è difficile trovare un generatore con un'energia regolante sufficiente; diventa di fondamentale importanza la gestione dello SCADA in modo da coinvolgere gli altri generatori funzionanti da slave e ripartire la potenza secondo le caratteristiche di ognuno.
- **transizione bumpless:** in questo caso il sistema cerca di evitare che si verifichino brusche variazioni di tensione e frequenza. Questa funzione è adatta in caso l'Utente voglia effettuare un passaggio in isola programmato. Si può sfruttare il convertitore di by-pass e trasferire man mano la potenza dall'interruttore Q5N al convertitore. In questo modo, una volta che il trasferimento è completato, si può ridurre la potenza trasmessa attraverso il convertitore in modo che il Master inizi ad erogare in maniera graduale e quindi evitare grosse variazioni istantanee di potenza nella microgrid. Un altro modo per effettuare il passaggio in maniera dolce, è quello di riorganizzare la produzione interna alla microgrid in modo che al PCC il flusso di potenza sia uguale a zero.

#### **2.4.1.3 Funzionamento in isola**

In questa funzione operativa, lo SCADA deve innanzitutto garantire la sicurezza dell'esercizio della rete e in un secondo momento, se possibile, anche un dispacciamento ottimizzato. Per garantire un sufficiente margine di regolazione, è imposta una produzione massima del 50% al generatore Master in modo che lo stesso abbia abbastanza riserva. In caso la funzione di Master sia ricoperta da un accumulo allora si cercherà di mantenere lo stato di carica (State of Charge, SOC) al 50% con flusso di potenza pari a 0.

#### **2.4.1.4 Passaggio da isola a parallelo con la rete**

Nel caso di riconnessione con la rete di distribuzione, un segnale di tensione viene inviato dal DSO, o meglio dal controllore centrale, al generatore Master in modo che esso si porti a lavorare al punto prestabilito. Successivamente, mediante un syncrocheck si effettua una verifica e poi la connessione. Esiste anche la possibilità che tale operazione sia effettuata manualmente da un operatore, che gestisce la connessione di ogni singolo generatore in maniera sequenziale.

#### **2.4.1.5 Riaccensione della microgrid in isola (black start)**

Il sistema prevede l'opzione di scelta per il generatore Master, il quale verrà attivato per alimentare la rete a vuoto; in successione verranno collegati gli altri generatori e i carichi in modo da garantire la stabilità del sistema.

### 3 MODELLIZZAZIONE DELLA MICROGRID

In questo capitolo si presenta in modo dettagliato il lavoro di implementazione nel software DIgSILENT (DgS) PowerFactory della microgrid sperimentale PrInCE. Questo software è in grado di simulare transitori elettromagnetici sulla base di valori istantanei oppure transitori elettromeccanici sulla base di valori efficaci. La simulazione RMS (Root Mean Square) viene utilizzata per lo studio di dinamiche estese nel tempo, mentre per studiare le dinamiche rapide del sistema si utilizza la simulazione EMT (ElectroMagnetic Transient). In questa tesi vengono svolte solo simulazioni RMS.

DIgSILENT mette a disposizione dell'utente una serie di elementi, funzioni di trasferimento e controlli già funzionanti in una libreria, i quali possono essere utilizzati per impostare il lavoro. Qualora si volessero implementare soluzioni diverse o dispositivi con caratteristiche diverse, è possibile crearne di nuove ed inserirle nella propria directory. Gli elementi vengono poi inseriti nello spazio detto Frame, che raccoglie e collega i segnali di vari slot (elementi); per gestire i controlli e i segnali si deve passare all'interfaccia dei Model, dove vengono inseriti dei blocchi contenenti le logiche di controllo.

#### 3.1 Schema della rete

Per prima cosa è stata disegnata la rete radiale BT 400 V considerando anche il PCC alla rete di distribuzione MT mediante cabina di trasformazione 20000/400 V. La rete del distributore è stata considerata come nodo di saldo in modo che possa assorbire o fornire potenza in base alla richiesta della rete sottostante. In generale i nodi di una rete possono essere avere funzioni diverse in funzione degli elementi connessi ad esso [41]:

- **nodo di slack:** chiamato anche nodo di saldo, ha il compito di chiudere il bilancio delle potenze attive e reattive nella rete, fornendo o assorbendo una quota di potenza attiva e/o reattiva. Esso connette la rete, con potenza infinita, con la MG in questione (o altra parte dell'impianto); questo nodo presenta un valore imposto di tensione in ampiezza e fase, che non varia al variare del carico e ha la funzione di riferimento per la restante parte di rete;
- **nodo PQ:** in questi nodi ampiezza e fase della tensione sono variabili, mentre vengono imposte le potenze attiva e reattiva;
- **nodi PV:** tipicamente sono nodi a cui vengono connessi generatori che hanno la funzione di regolazione, ovvero immettono in rete delle potenze in modo da garantire una determinata tensione e frequenza.

La grafica della rete nel software è divisa in due pagine (grid) sia per una migliore visualizzazione degli elementi, sia perché nella pratica i modelli sviluppati sono tutti riferiti a dispositivi presenti nella seconda pagina.



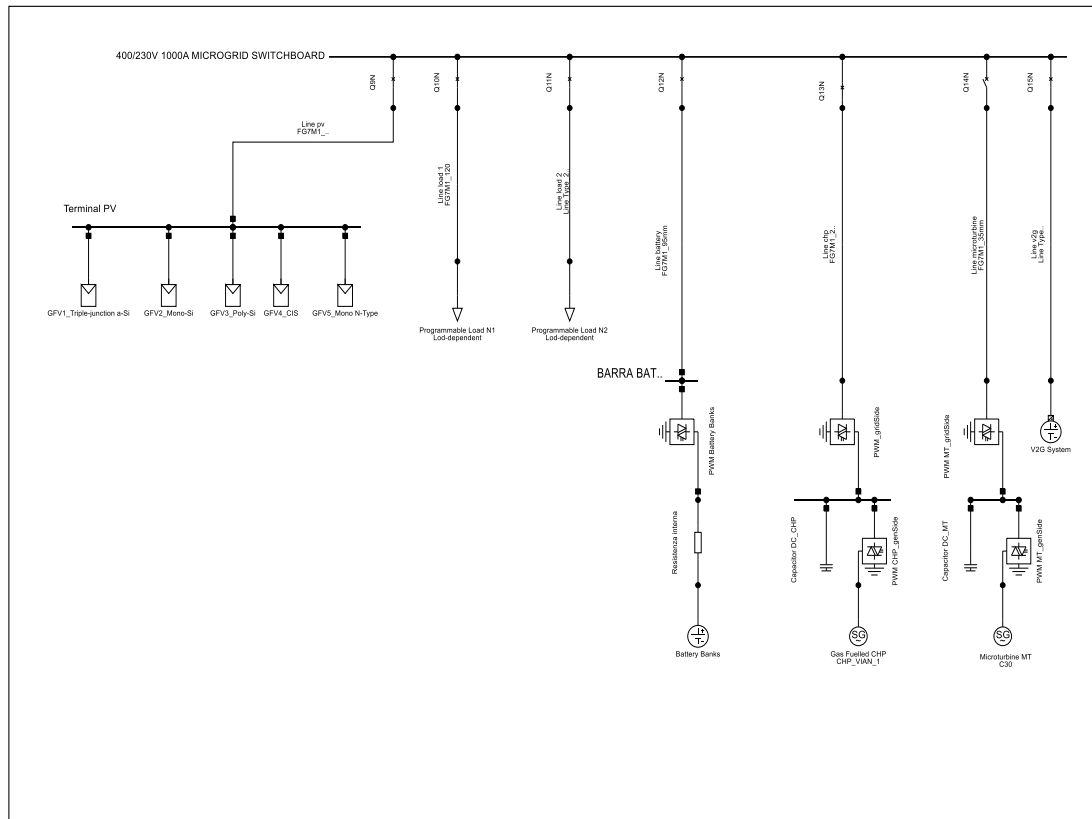


Fig. 3.2 Grid 2: schema elettrico interno della MG

La seconda schermata (Fig. 3.2) contiene tutti gli elementi caratterizzanti la microgrid sperimentale, come generatori, impianto fotovoltaico, carichi e sistema di accumulo. Ogni elemento è stato inserito cercando di riprodurre in maniera fedele lo schema unifilare per quanto possibile.

I carichi utilizzati nella MG sperimentale utilizzano dei convertitori per interfacciarsi alla grid. Nelle simulazioni è stato utilizzato un modello di carico dinamico, che varia il valore di impedenza in funzione della tensione e frequenza del bus a cui è collegato. In DgS la modellizzazione del carico avviene secondo le seguenti espressioni:

$$P = P_n \left[ p_1 \left( \frac{U}{U_n} \right)^2 + p_2 \left( \frac{U}{U_n} \right) + p_3 \right] (1 + k_{pf} + \Delta f) \tag{3.1}$$

$$Q = Q_n \left[ q_1 \left( \frac{U}{U_n} \right)^2 + q_2 \left( \frac{U}{U_n} \right) + q_3 \right] (1 + k_{qf} + \Delta f) \tag{3.2}$$

I coefficienti sono stati inseriti secondo dei modelli formulati in [42] e riportati nella seguente tabella:

p <sub>1</sub>	p <sub>2</sub>	p <sub>3</sub>	k <sub>pf</sub>	q <sub>1</sub>	q <sub>2</sub>	q <sub>3</sub>	k <sub>qf</sub>
0.189	0.42	0.391	0.3398	2	-1	0	3.355

Tab. 3.1 Parametri del modello di carico dinamico

Nei prossimi paragrafi si analizzeranno nel dettaglio le soluzioni adatte per gli elementi della MG sperimentale.

## 3.2 CHP

Con l'incremento registrato nell'installazione degli impianti combinati e cogenerativi in tutto il mondo negli ultimi anni, diventa di fondamentale importanza capire la loro dinamica per esercire la rete in completa sicurezza ed affidabilità. Oltre ad avere una maggiore efficienza totale rispetto ai convenzionali metodi di produzione, la migliorata flessibilità alla richiesta di carico e le minori emissioni permettono un trend sempre crescente sulle vendite ed installazioni. Per quanto riguarda le emissioni, si osservano riduzioni importanti sia di CO<sub>2</sub> che di NO<sub>x</sub> rispetto ai più convenzionali impianti di produzione a combustione. Si deve però considerare che tali livelli di emissione sono soggetti alle variazioni di carico; in caso di utilizzo dell'impianto ad un livello di potenza ridotto le emissioni aumentano. Quindi è desiderabile lavorare ad un punto di funzionamento vicino alla potenza nominale.

La risposta di un impianto combinato durante fenomeni di perturbazione in rete è diversa rispetto ai classici impianti di produzione. In reti di grandi dimensioni ed interconnesse le deviazioni di frequenza dal valore nominale sono difficili e comunque sono piccole. Questo è dovuto alla maggiore inerzia che si può garantire e alle limitate entità di variazioni di carico o generazione rispetto alla potenza complessiva della rete. Discorso diverso in presenza di reti di ridotte dimensioni come quelle presenti sulle isole non connesse con altre reti. In questi casi la minor inerzia e disponibilità di modulazione della potenza (riserva) non permette un controllo ottimale su perturbazioni di grandi entità; in taluni casi più gravosi si può arrivare al blackout.

Caso significativo è quello dell'Irlanda, dove gli impianti CCGT coprono circa il 35% della totale capacità produttiva dell'isola (2005). In caso di poca richiesta di carico, un solo impianto CCGT può arrivare a coprire il 15% della totale richiesta. Nell'ottica di sostituire gli attuali impianti di produzione con impianti CCGT, la conoscenza approfondita della loro dinamica è fondamentale. Il problema principale di questi impianti è quello di non saper mantenere la potenza di uscita in caso di variazione di frequenza a causa dell'aumento della temperatura interna. Il problema si riversa su tutta la rete maggiore è la quota di energia prodotta da CCGT. [43]

Un esempio significativo riguardo l'influenza degli impianti combinati sugli eventi di disturbo è il blackout occorso nella penisola Malese nell'agosto del 1996 dopo una perdita importante di generazione. Nella penisola era presente una quota importante di CCGT e turbine a gas (30% del parco di produzione); il comportamento delle CCGT in risposta alla perturbazione ha contribuito in modo significativo alla gravità dell'evento. A seguito di tale evento sono state effettuate modifiche importanti ai sistemi di controllo che li gestiscono. [44] [45]

Gli impianti che prevedono un sistema di recupero del calore offrono la possibilità di sfruttare a pieno il calore sviluppato in una camera di combustione (CC) e quindi il rendimento del ciclo complessivo aumenta. In caso di utilizzo di parte del calore generato per la produzione di energia termica, si parla di cogenerazione. Per una prima modellizzazione dell'impianto installato nella MG sperimentale, è stato scelto un modello base per la turbina (Rowen, [46]) su cui fare riferimento ed adoperare le opportune considerazioni e modifiche. Successivamente alla visita all'impianto Prince si è potuto apprendere che il generatore non era un sincro come ci si aspettava dalle ipotesi fatte inizialmente, bensì la produzione avviene mediante due motori asincroni fatti funzionare da generatore. Considerato che il modello per il generatore sincro era stato già sviluppato e che nel mercato si possono trovare entrambe le soluzioni, ritengo opportuno riportarle esplicitando le logiche adottate.

### 3.2.1 Configurazione CHP con generatore sincro

Tale soluzione è la più adottata per impianti di grossa taglia; tipicamente i componenti essenziali di un impianto combinato sono la turbina a gas (Gas Turbine, GT), il recuperatore di calore (Heat Recovery Steam Generator, HRSG) e il generatore elettrico; inoltre se si vuole produrre energia elettrica dal calore di recupero si deve considerare anche una turbina a vapore aggiuntiva (Steam Turbine, ST), mentre se

si intende sfruttare il calore dei fumi di scarico per la produzione di energia termica, è necessario inserire un'ulteriore scambiatore di calore.

Esistono varie configurazioni per l'installazione di questi impianti, anche se si possono identificare due possibilità principali. Tipicamente la configurazione scelta prevede un unico albero dove sono connessi sia compressore che turbine ed infine il generatore (Fig. 3.3). In questo caso l'impianto non sarà molto flessibile alle variazioni di carico, o meglio, funziona bene in un range ben definito di potenze prodotte in quanto non è possibile far lavorare solo una sezione dell'impianto. La seconda possibilità è quella che prevede l'installazione di più alberi in corrispondenza di ogni turbina (Fig. 3.4); in questo caso si avrebbe la possibilità di gestire l'impianto in modo più flessibile in funzione della richiesta di potenza, anche se la realizzazione e il mantenimento risultano economicamente più svantaggiosi. [47]

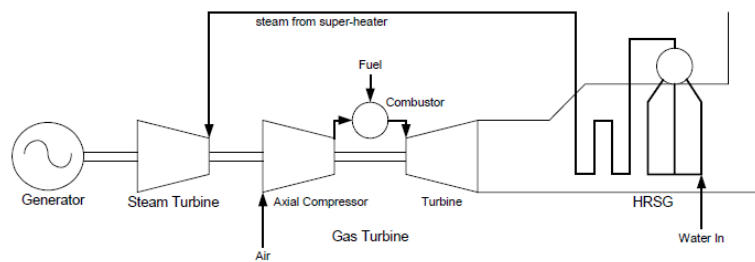


Fig. 3.3 Configurazione single shaft

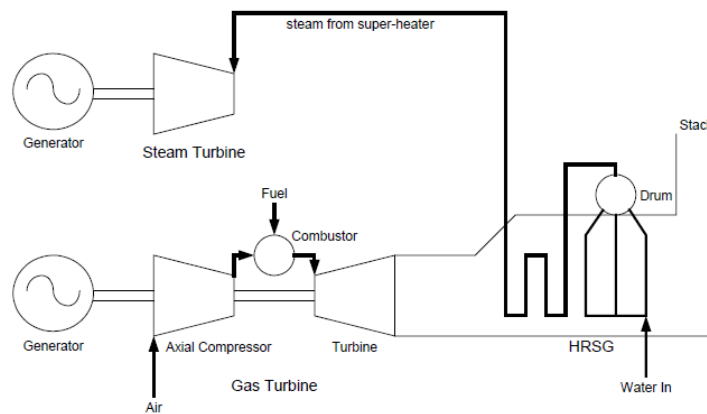


Fig. 3.4 Configurazione multi shaft

Diversi studi sono stati condotti per la ricerca della risposta dinamica delle turbine a gas; i risultati ottenuti da Rowen hanno gettato la base per tutti gli studi che si sono susseguiti con l'aggiunta di componenti e controlli atti a migliorare il modello originale. La CIGRE ha rivisto i modelli di Rowen adattandoli alle nuove tecnologie presenti nel mercato e utilizzando modelli con funzioni di trasferimento del secondo ordine. Per lo studio dei fenomeni di risposta a perturbazioni e alla stabilità del sistema elettrico in presenza di generazione con turbine a gas, il modello di Rowen è comunque valido e approvato. [46]

### 3.2.1.1 Operatività e risposta dinamica della turbina

La produzione di calore in impianti di cogenerazione avviene in una camera di combustione dove possono essere introdotti sia gas di qualunque genere, che altri materiali come le biomasse. È necessario quindi prevedere una funzione di trasferimento che identifichi il tipo di combustione con gli opportuni ritardi nella produzione dell'energia termica rispetto al segnale di riferimento applicato. Detto ciò, una volta avvenuta la combustione, i gas di scarico vengono inviati alla caldaia di recupero e si raffreddano prima di essere rilasciati nell'ambiente.

Una differenza con i classici impianti a gas sta nel fatto che per mantenere il rendimento alto, la temperatura in uscita deve rimanere circa costante; per fare ciò si agisce tipicamente sull'apporto di aria in turbina in modo da variare la composizione del combusto. Per variare l'apporto di aria viene utilizzato un sistema di palettatura in ingresso al compressore (Inlet Guide Vane, IGV) che permette di variare l'apporto di aria in funzione del carico. Ovviamente al variare del carico agirà anche il controllo relativo all'iniezione di combustibile in modo da mantenere il rapporto aria-comburente in CC adeguato. Si deve però considerare che non è possibile variare la posizione delle palette istantaneamente, e in caso di variazioni veloci delle grandezze elettriche in uscita dal generatore sincrono, un controllo di temperatura limiterà il combustibile iniettato in CC per limitare la temperatura ed evitare la rottura dei componenti; la gestione di queste funzioni è assegnata al temperature and IGV control (Fig. 3.5). Tipicamente esiste anche un controllo per la gestione delle fasi di accelerazione ad esempio dopo un fermo macchina; questa funzione non viene implementata in quanto presenta dinamiche troppo veloci per l'analisi RMS in DgS. Anche il recupero del calore non viene considerato nella fase di analisi di disturbi rapidi, in quanto il sistema di scambiatori è caratterizzato da costanti di tempo molto grandi rispetto alla turbina a gas. La lentezza del sistema è associabile alle condizioni al contorno e al funzionamento del sistema alimentato con il calore di recupero; a titolo di esempio si può pensare alla capacità termica degli scambiatori nella caldaia di recupero che porta ad una risposta con ritardo  $T > 5$  s.

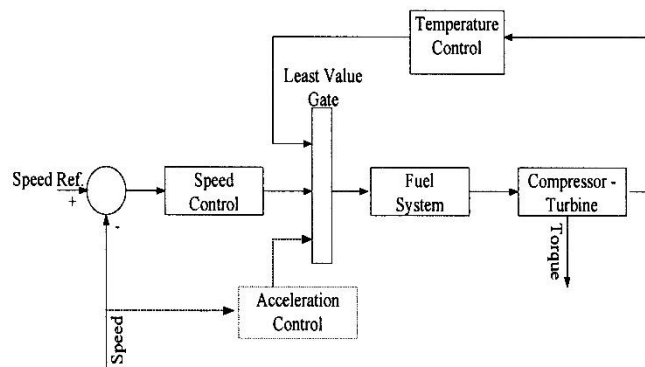


Fig. 3.5 Diagramma a blocchi del controllo della turbina

Gli elementi necessari per la modellizzazione base del sistema sono il generatore sincrono, un sistema di movimentazione della turbina (motore primo), un controllo sulla potenza sviluppata e sull'eccitazione. Tutti questi elementi sono stati inseriti in un frame mediante dei blocchi specifici (Fig. 3.7).

### Dinamica del sistema

Presi in considerazione degli eventi di perturbazione in rete, si può affermare che se la frequenza cala, ad esempio per inserzione di un grosso carico o per perdita di generazione, ovviamente il compressore che è connesso all'albero della turbina, e generatore, rallenta perché sincronizzato con la rete. Questo rallentamento comporta una diminuzione della pressione e dell'apporto di aria in CC e di conseguenza una riduzione di pressione in turbina con una riduzione di potenza fornita. Se stavo lavorando a carico parziale posso aprire le palette (IGV) in modo da aumentare l'aria entrante; la velocità con cui risponde tale sistema influenza la dinamica turbina. Discorso diverso se stavo lavorando a pieno carico; infatti questa variazione di velocità comporta anche un innalzamento della temperatura dei gas di scarico in quanto il rapporto aria-combustibile è modificato. Essendo il sistema equipaggiato con un controllo che cerca di mantenere la temperatura dei gas di scarico costante per la caldaia di recupero, quando si verifica un innalzamento della temperatura, il sistema IGV cerca di modificare l'apporto di aria; nel caso di massima potenza prodotta esso era già in posizione di massima apertura e quindi non è possibile fare modifiche e la temperatura di uscita aumenta. Questo porta alla riduzione dell'iniezione di combustibile in CC per via di un selettore con il compito di garantire la salvaguardia della turbina e ciò comporta un peggioramento della risposta dinamica e in alcuni casi anche lo spegnimento dell'impianto per incapacità termica.



In caso di aumento di frequenza, ad esempio per distacco di carico o inserzione di nuova generazione, l'uscita in potenza della turbina cresce a causa dell'aumento della velocità di rotazione dell'albero; infatti il compressore aumenta la sua velocità di rotazione e l'apporto di aria in CC aumenta. Questo comporta una riduzione del rapporto combustibile-aria e quindi la temperatura dei gas di scarico diminuisce; il sistema IGV regola le palette in modo da ridurre l'aria in ingresso.

Un altro fattore da prendere in considerazione è l'incidenza delle condizioni al contorno all'impianto, di temperatura e pressione, sulla potenza prodotta e le emissioni in uscita. In caso la temperatura ambiente aumentasse, la potenza in uscita diminuisce in quanto il ciclo termodinamico sfrutta un salto energetico minore. Discorso analogo per la pressione, che se aumenta porta ad un aumento della potenza in uscita. [44]

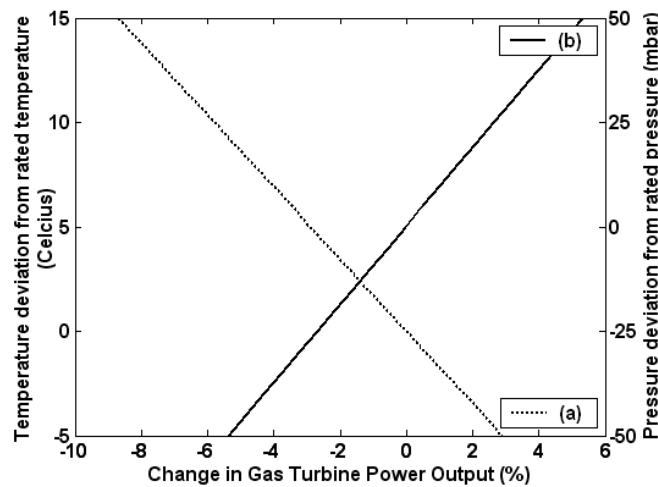


Fig. 3.6 Dipendenza della potenza prodotta dalla turbina a gas in funzione di temperatura e pressione ambientale

### 3.2.1.2 Modello CHP con macchina sincrona

Nel Frame (Fig. 3.7) vengono inseriti gli slot necessari a rappresentare gli elementi per il controllo del generatore sincrono connesso all'albero della turbina. Il generatore e il relativo sistema di controllo sono stati modellizzati partendo da modelli già presenti nella libreria DgS apportando le opportune modifiche al fine di ottenere un sistema più vicino alla realtà. [48]

Gli slot principali sono quelli del sistema di eccitazione, il governor/motore primo, il regolatore e i sistemi di misura. Il generatore, rappresentato dallo slot ElmSym prevede due ingressi principali:

- *ve*: tensione di eccitazione [p.u.]
- *pt*: potenza meccanica prodotta dalla turbina a vapore (singolo albero di rotazione) [p.u.]

Tali ingressi possono essere riferiti rispettivamente ad effetti sulla produzione di potenza reattiva ed attiva, anche se esiste comunque un effetto reciproco. Quindi all'ingresso *ve* si applica un segnale proveniente dal sistema di eccitazione, il quale provvede ad un controllo sulla tensione prodotta, mentre su *pt* si applica un segnale proveniente dal governor che in pratica rappresenta la turbina. Le uscite invece forniscono gli opportuni segnali per effettuare i controlli descritti in seguito.

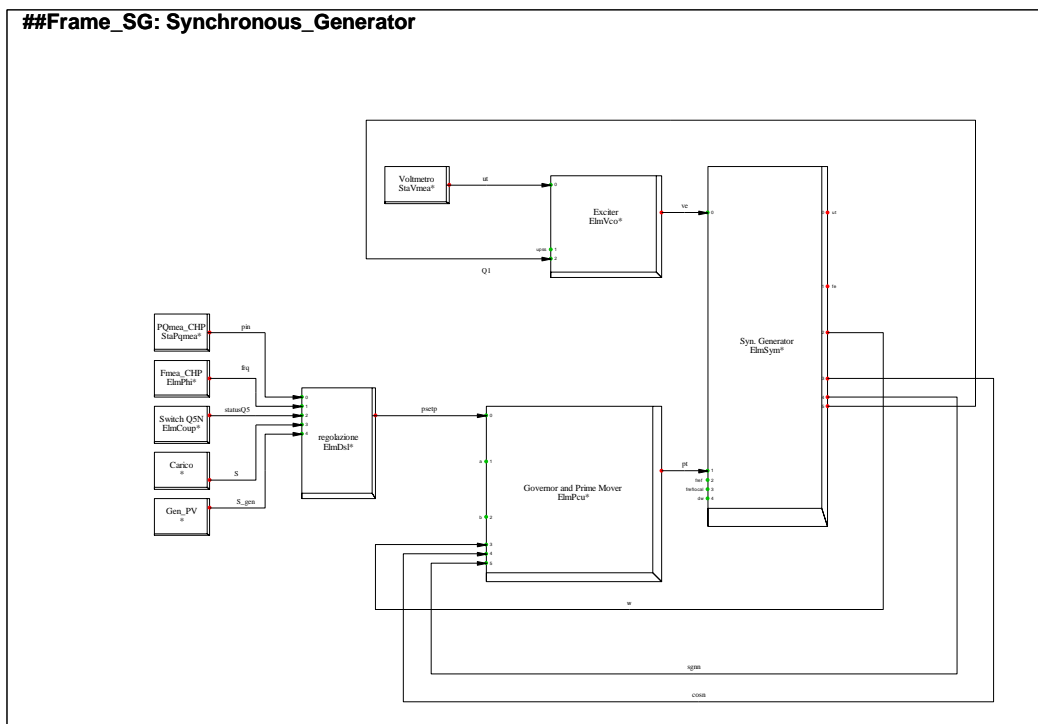


Fig. 3.7 Frame CHP

### Governor

Il governor è il model che identifica il motore primo, quindi assegnato un riferimento, esso produrrà un segnale identificativo della potenza meccanica che viene generata dalla turbina. Si è scelto di adottare una soluzione basata sul modello di Rowen [46]. Tale modello dà la possibilità di definire in maniera dettagliata la risposta dinamica del sistema turbina specie se si sta parlando di impianti con recupero di calore; per determinare una caratteristica simile a quella reale è necessario avere a disposizione tutti i parametri termici, tempi di reazione degli attuatori, funzioni di trasferimento e di rendimento. Alcuni di questi dati sono difficilmente reperibili dai datasheet, ma possono essere stimati con le relazioni termodinamiche che regolano il sistema. [49]

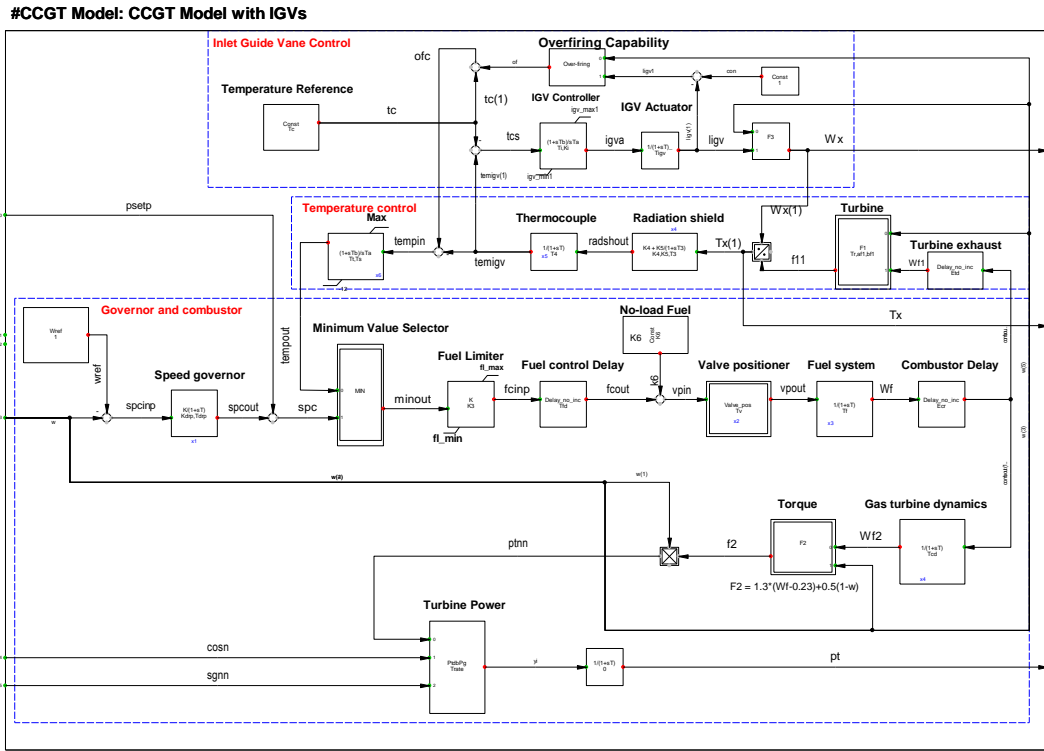


Fig. 3.8 Model relativo alla turbina a gas del CHP

Gli ingressi  $cosn$  e  $sgnn$ , rispettivamente il coseno e potenza apparente del generatore, non vengono utilizzati, infatti sono previsti per un adattamento del sistema solo nel caso in cui si colleghi un generatore sincrono di taglia non adeguata alla turbina. Invece  $w$  e  $psetp$ , rispettivamente la velocità di rotazione in p.u. (coincidente anche con la frequenza in p.u.) e il setpoint per la generazione di potenza, sono fondamentali per il funzionamento del governor.

In uscita si produce il segnale relativo alla potenza meccanica prodotta dalla turbina.

Come si osserva dalla Fig. 3.8, lo scostamento della velocità dal valore di riferimento viene utilizzato per determinare un'azione correttiva sulla potenza prodotta. Nel modello default è implementato un controllore di velocità basato su un semplice droop:

$$spcout = \frac{K}{(1 + sT)} spcin \tag{3.3}$$

Al fine di creare un modello più prestante, è stato inibito questo azionamento, accorpando in un unico model tutto il sistema di regolazione della velocità e quindi la frequenza prodotta dal generatore sincrono (Regolatore di Potenza).

Come presentato nello schema di Fig. 3.5, anche nel model si possono distinguere due loop di controllo principali:

- *controllore di temperatura* (Temperature control): esegue un confronto tra la misura all'uscita della turbina e il riferimento preimpostato. Dal confronto ricava un segnale fornito all'azionamento che regola le palette e in caso il sistema IGV non possa eseguire azioni perché al massimo della sua capacità, invia un segnale limitatore al selettore;
- *controllore portata aria* (Inlet Guide Vane Control): varia l'apporto di aria in ingresso al compressore e rispetta la dinamica già introdotta.

Il sistema di controllo fornisce un segnale che viene inviato ad un selettore di minimo (Least Value Gate, LVG); normalmente il segnale predominante è quello relativo al controllo della velocità (*psetp*), ma in casi di emergenza come quelli relativi alle perturbazioni di frequenza elevate, permette di ridurre l'iniezione di combustibile in CC proprio grazie al segnale proveniente dal controllore sulla temperatura, salvaguardando il funzionamento della turbina. [50]

Nella sezione che rappresenta la dinamica della CC è inserito un setpoint relativo al flusso di combustibile minimo (No-load Fuel,  $K=0.23$ ) per garantire una fiamma minima che sostenga la movimentazione della turbina. [43]

Tralasciando tutte le equazioni che regolano il funzionamento interno della turbina, la relazione che caratterizza il model è quella relativa alla coppia sviluppata sull'albero del generatore (3.4). La coppia prodotta viene moltiplicata per il valore della velocità e in questo modo si ricava il segnale p.u. relativo alla potenza meccanica sviluppata dalla turbina (3.5), che viene inviato al generatore sincrono.

$$f2 = 1.3 * (W_f - 0.23) + 0.5 * (1 - w) \quad (3.4)$$

$$ptmn = f2 * w \quad (3.5)$$

### Regolatore di potenza

Il model relativo al regolatore di potenza è stato progettato ad hoc, inglobando le classiche regolazioni (primaria e secondaria), ma anche un sistema capace di riconoscere il momento di connessione con la rete di distribuzione (inseguitore potenza per connessione in rete) e quindi commutare il funzionamento del generatore da Master V-f a Supporting; l'uscita è un riferimento di potenza (*psetp*) per la generazione della turbina. Il core di questo sistema è il controllo di frequenza effettuato con:

- *regolazione primaria*: per frequenze fuori dalla deadband ( $\pm 20$  mHz) l'intervento è immediato mediante un controllo droop che integra il grado di statismo della macchina;
- *regolazione secondaria*: l'intervento serve a riportare la frequenza al riferimento dei 50 Hz per scostamenti piccoli mediante un controllo PI<sup>1</sup>.

Il riferimento di potenza è formato dall'errore prodotto dal controllo sulla frequenza e dal segnale della richiesta di carico. Quest'ultimo si ricava come differenza tra la richiesta totale dei carichi (potenza da produrre) e la potenza prodotta dagli altri generatori, specie se non dispacciabili. Ovviamente è stato considerato un ritardo sulla lettura di potenza con appositi blocchi di filtro. Questo riferimento può essere anche prodotto da un'analisi di previsione del carico, che in questa tesi non è stata trattata.

---

<sup>1</sup> Per controllore PI si intende un sistema che risponde ad un dato ingresso secondo la seguente espressione:

$$y = K_p \cdot x + K_i \int x dt$$

Dove y è il segnale di correzione mentre x è il segnale in ingresso. A seconda dei valori assegnati ai coefficienti  $K_p$ ,  $K_i$  è possibile determinare delle risposte diverse e quindi ottenere delle azioni diverse per gli elementi controllati.

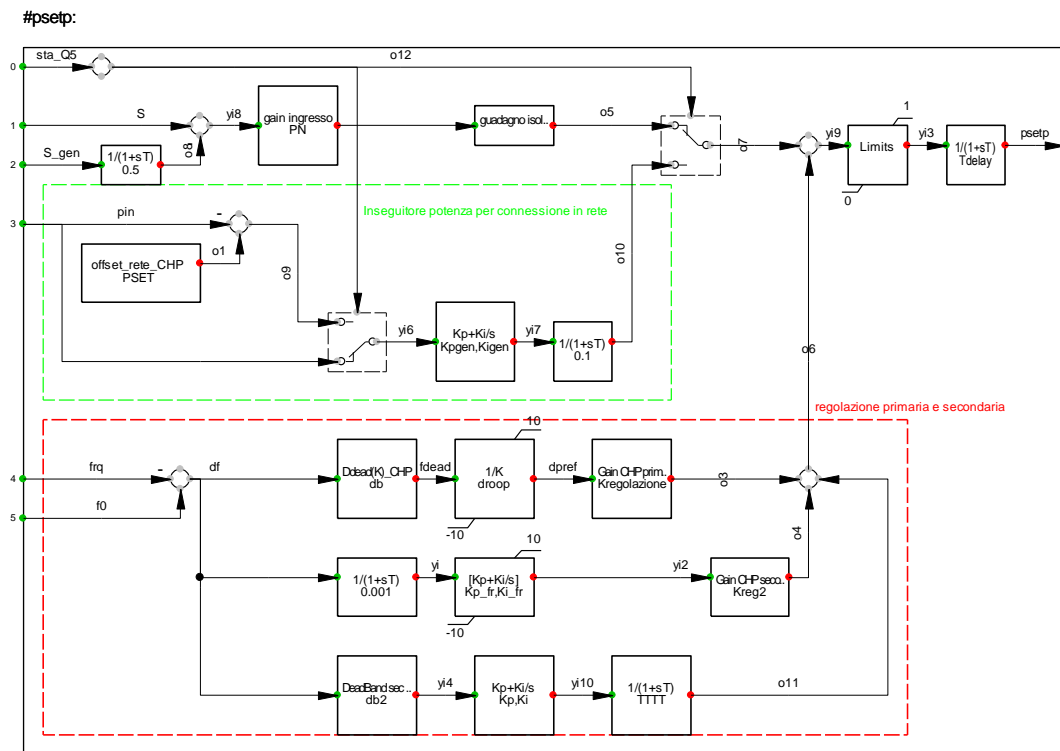


Fig. 3.9 Model del sistema di controllo P-f del CHP

In aggiunta ad un controllo sulla frequenza della tensione prodotta dal generatore, è stato implementato un sistema per gestire la potenza prodotta quando il generatore, e la microgrid, è collegato alla main grid. Infatti si prevede che quando connesso alla rete di distribuzione, il generatore possa erogare una potenza che può dipendere dai carichi termici alimentati nella MG, ma anche da un setpoint fornito da DSO o aggregatore (1.6.1) mediante il CCI. La transizione verso il nuovo punto di lavoro è regolata da un controllo PI; in questa modalità continua a funzionare ovviamente il sistema di controllo della frequenza e quindi l'impianto ha funzione di supporto alla rete.

**Sistema di eccitazione**

Questo sistema produce un segnale corrispondente alla tensione di eccitazione della macchina. Partendo dal modello 1968 IEEE Type 1 Excitation System presente nella libreria DgS, si possono modificare i parametri e la curva di eccitazione al fine di adattare la risposta al caso reale; inoltre è stato inserito un sistema per limitare la potenza reattiva che il generatore può produrre. Infatti nel software vengono inseriti i limiti delle macchine, ma comunque è possibile eccederli; se non si utilizzano protezioni di macchina, è utile agire sulla tensione di eccitazione in modo da limitare la potenza prodotta. Il limitatore effettua un confronto tra la potenza reattiva prodotta e la soglia impostata; in funzione dello scarto, un PI corregge il setpoint di tensione. La tensione di riferimento della macchina è posta a 404 V (aumento di 0.01 p.u.) in modo da sopperire alla caduta di tensione sulla linea di collegamento alla sbarra di MG.

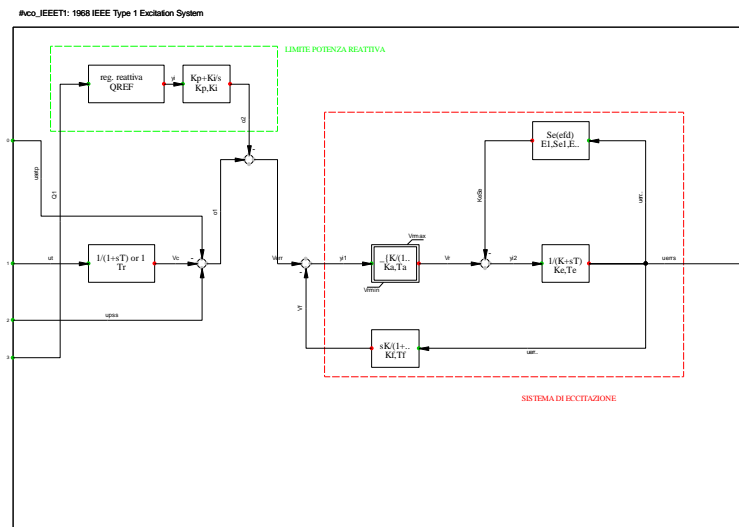


Fig. 3.10 Model del sistema di eccitazione del generatore sincro

### 3.2.2 Configurazione CHP con convertitore di interfaccia utilizzato in PrInCE

La seconda tipologia di impianto che è possibile trovare sul mercato prevede che il generatore venga connesso alla rete mediante un sistema di conversione. Questo permette di gestire in maniera più flessibile le grandezze elettriche agendo sulla logica di controllo per il pilotaggio degli switch dei convertitori, ma presenta anche i limiti enunciati nei capitoli precedenti.

L'impianto installato nei laboratori del PrInCE è costituito da due motori asincroni connessi al motore a combustione interna a gas naturale e interfacciati alla rete elettrica della MG mediante un sistema di conversione back to back. Il sistema di conversione permette di sfruttare le due zone di funzionamento della macchina asincrona (Fig. 3.11). All'avviamento il sistema preleva potenza dalla rete e mette in rotazione le macchine che funzionano da motore finché non raggiunge la velocità prestabilita. Successivamente la macchina inizia a lavorare da generatore, invertendo il flusso di potenza.

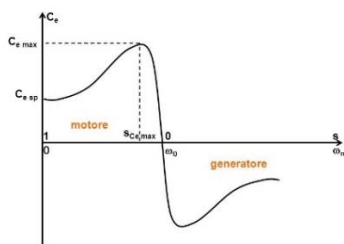


Fig. 3.11 Caratteristica coppia-scorrimento macchina asincrona

Come si osserva nella Fig. 3.2, un primo convertitore è utilizzato per la conversione ac-dc e il trasferimento della potenza tra generatore e bus dc.

Con questo convertitore si cerca di mantenere la tensione al bus dc costante erogando potenza dal generatore che viene controllato a  $\cos\phi$  costante. Al bus dc è collegato un gruppo di accumulo elettrochimico che permette di mantenere il livello di tensione costante evitando variazioni brusche; inoltre esso ha la funzione di “tampone” per variazioni repentine della potenza richiesta: se ad esempio apro l'interruttore di macchina la potenza che stavo producendo verrà assorbita dalle batterie e il

generatore si porterà alla condizione di regime con potenza nulla senza essere sottoposto a fenomeni di stress. Anche il secondo convertitore, con il compito di trasferire la potenza verso la MG, è soggetto a flussi bidirezionali di potenza, sia perché deve poter trasferire potenza in fase di avviamento ai motori, sia perché può essere richiesta una fase di ricarica da parte del gruppo di accumulo. Tale accumulo ha anche lo scopo di alimentare il carico in caso la richiesta di potenza sia inferiore ai 5 kW.

La logica implementata nell'inverter connesso alla MG prevede due funzionamenti diversi con funzioni di trasferimento diverse. Questo è dovuto al fatto di poter far funzionare il CHP sia come macchina di riferimento in logica Master V-f quando si è in presenza di isola, sia come macchina a setpoint PQ imposti dall'utente quando la macchina lavora in parallelo alla rete di distribuzione nazionale.

Si precisa che in questa configurazione, la modellizzazione della parte dinamica della turbina perde di significato proprio per presenza dell'accoppiamento con la rete mediante convertitore. È stato quindi utilizzato un modello semplificato per il motore primo della turbina. Inoltre nel modello si utilizza un generatore sincrono in quanto i dettagli di impianto non erano noti all'inizio di questo lavoro di tesi, ma anche in questo caso, la semplificazione non porta ad errori rilevanti in quanto la risposta che interessa è quella che si trova ai morsetti di connessione con la rete. Nel seguito vengono presentati i modelli sviluppati.

### 3.2.2.1 Generazione

Avendo utilizzato uno schema che prevede un generatore sincrono connesso alla turbina, si può adottare lo stesso Frame precedentemente presentato, con l'accortezza di cambiare la tipologia di governor e di regolatore per i motivi già presentati. Per quanto riguarda il sistema di eccitazione, non vengono effettuate modifiche rispetto al model presentato in Fig. 3.10

Il riferimento di potenza si basa semplicemente sulla potenza elettrica richiesta ai morsetti normalizzata rispetto alla potenza nominale della macchina e divisa per il rendimento, e serve appunto come setpoint di ingresso alla governor che gestisce la turbina e la produzione di potenza meccanica. Il modello (Fig. 3.12) utilizzato per il governor è il gov\_GAST adatto alla gestione di turbine a gas.

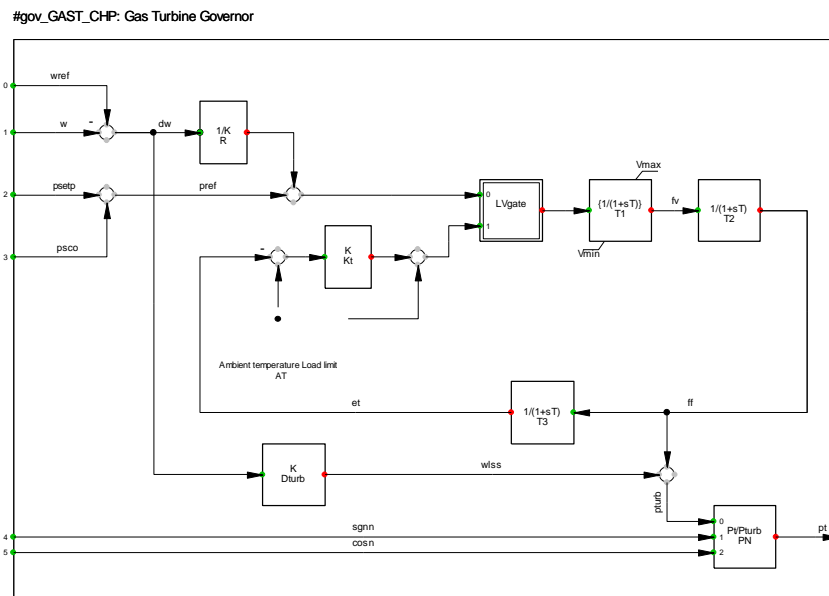


Fig. 3.12 Schema del governor per turbina a gas

In ingresso si trova il setpoint di potenza richiesta ai morsetti e la velocità di rotazione dell'albero. Grazie alla lettura della velocità (cioè della frequenza in p.u.) si trova la variazione rispetto alla velocità nominale. Tale errore viene elaborato tramite un droop (mediante l'utilizzo del grado di statismo) per trovare il delta di potenza necessario per ritornare alle condizioni di funzionamento normale dopo una

perturbazione. A questo punto il segnale prodotto è utilizzato dai blocchi che identificano la dinamica della turbina e in uscita si trova il segnale relativo alla potenza meccanica all'asse, cioè  $pt$ . Anche in questo caso è previsto un controllo sulla temperatura raggiunta dalla turbina, ma come si può osservare dalla figura nel complesso il sistema è più semplice rispetto al precedente.

### 3.2.2.2 Controllo convertitore lato macchina

Il frame Q-Vdc (Fig. 3.14) racchiude un insieme di slot necessari alla gestione del raddrizzatore lato macchina e permette di individuare tutti gli elementi che caratterizzano il sistema. Esso è composto da una serie di slot di misura (potenza attiva e reattiva lato ac, corrente e tensione continua e un misuratore di fase), degli slot che racchiudono il controllo sviluppato ed infine il convertitore (ElmVscmono). [51]

Il convertitore installato lato macchina (VSC CHP\_gen) è un dispositivo disponibile nella libreria DgS come convertitore pilotato in PWM, sorgente di tensione e ha la funzione di interfacciare il generatore al bus dc. Esistono varie modalità per gestirne il funzionamento in funzione dell'obiettivo che ci si pone. Come introdotto nei capitoli precedenti per il controllo delle potenze erogate dell'inverter è utile controllare la corrente riferita agli assi diretto e in quadratura. Successivamente il segnale di corrente viene elaborato per determinare l'indice di modulazione.

DgS mette a disposizione un controllore interno di corrente che determina il segna di modulazione nel sistema di riferimento dq, e tramite l'interfaccia di programmazione è possibile inserire i valori dei parametri riferiti ai blocchi PI che si possono individuare nella Fig. 3.13. Il software dà anche la possibilità di non utilizzare tale controllore interno, pilotando il convertitore direttamente con gli indici di modulazione  $P_{md}$  e  $P_{mq}$ .

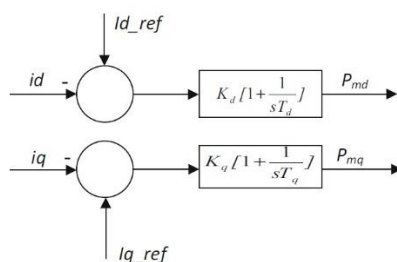


Fig. 3.13 Schema a blocchi del controllore interno utilizzato da DgS [52]

In questo caso si utilizzano i due segnali inerenti all'indice di modulazione  $P_m$  corrispondenti al sistema dq. Essendo l'inverter collegato lato ac direttamente al generatore si utilizza anche un sistema per la sincronizzazione della forma d'onda prodotta dal convertitore con quella di macchina: questa funzione è svolta da un PLL (Phase Locked Loop) che determina un segnale riferito alla fase della grandezza in esame che può essere tradotto in  $cosref$  e  $sinref$ .

I controlli che possono essere implementati sono diversi in funzione dell'azione che si vuole ottenere. Nel caso in esame, dovendo essere il generatore in linea generale controllato a  $cos\phi$  costante, lato ac si cerca di mantenere la potenza reattiva costante e nulla. Non avendo modo di controllare la tensione con altri mezzi, si utilizza un minimo grado di regolazione. Per quanto riguarda il controllo della potenza attiva trasmessa al bus dc, si agisce con un azionamento che mira a mantenere la tensione dc costante al valore di riferimento.



##FRAME Q-Vdc Control:

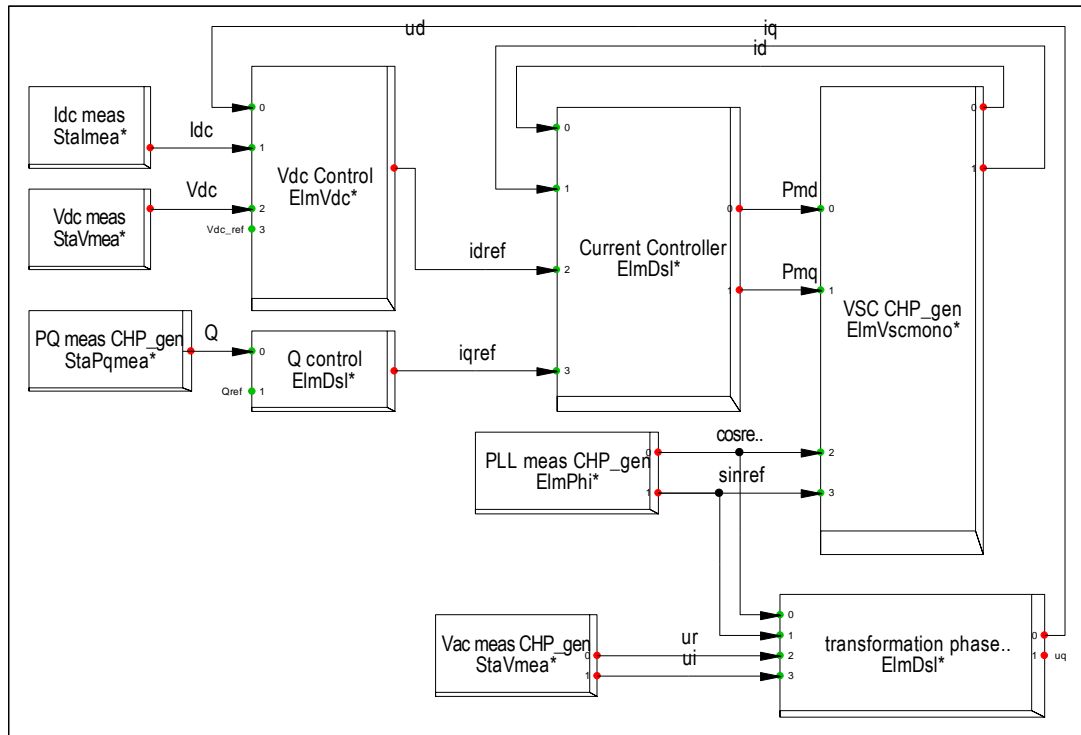


Fig. 3.14 Frame di controllo Q- Vdc [51]

Controllo sulla tensione bus dc

Nell'ipotesi di voler mantenere la tensione lato dc costante il più possibile, si effettua un'azione correttiva controllando la potenza trasmessa dal convertitore. Essendo la potenza, nel riferimento dq, dipendente dalla tensione e dalla corrente secondo la relazione:

$$P_{dq} = \frac{3}{2} V_d \cdot i_d \tag{3.6}$$

si può affermare che per mantenere la tensione costante si deve agire sulla corrente. Si esegue una verifica del valore di tensione alla sbarra rispetto al riferimento e l'errore così prodotto viene elaborato in un controllo PI dove  $K_p=K$  e  $K_i =K/T$  che fornisce l'azione correttiva da sommare al valore di potenza prodotta in quell'istante (o12). Tale riferimento non viene utilizzato direttamente, infatti si esegue un'azione di controllo sulla massima corrente producibile in base alle condizioni di operatività in modo da non danneggiare l'elettronica. [51]

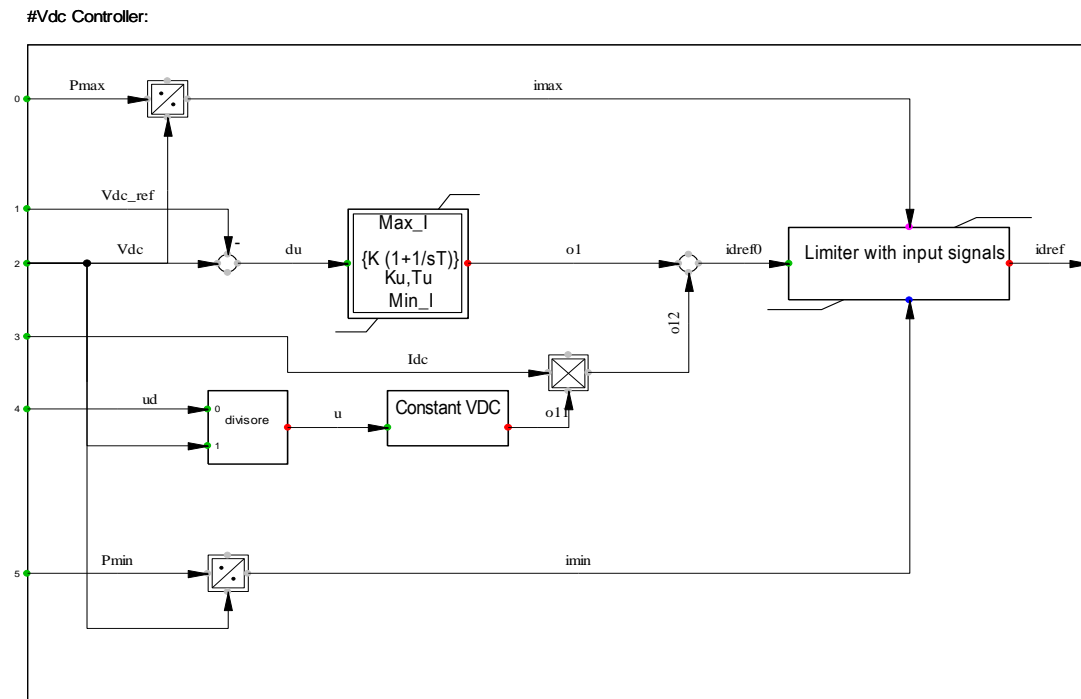


Fig. 3.15 Model controllo tensione bus dc

Controllo sulla potenza reattiva

Il controllo della potenza reattiva scambiata tra inverter e generatore è gestito in modo che in condizioni normali la potenza reattiva prodotta sia zero. La potenza gestita dall’inverter è:

$$Q_{dq} = -\frac{3}{2} V_d \cdot i_q \tag{3.7}$$

Il controllore basa la sua azione sullo scostamento della potenza reattiva misurata ai morsetti ac dell’inverter rispetto al valore di riferimento; tale delta viene poi inviato ad un PI dove  $K_p=K$  e  $K_i=K/T$  e l’uscita viene limitata nel controllo di corrente in modo che non si esca dal range nominale della macchina.

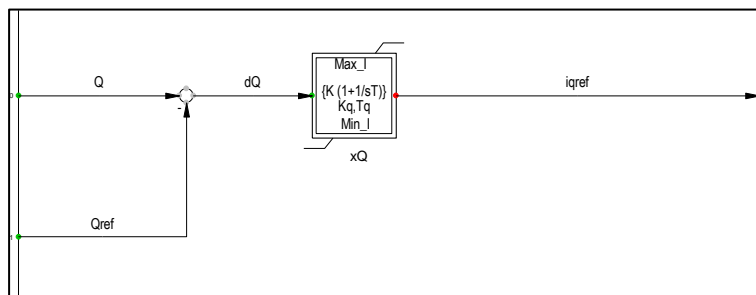


Fig. 3.16 Model controllo sulla potenza reattiva prodotta

Controllo sulle grandezze prodotte dal convertitore

I segnali prodotti dal sistema di controllo non vengono utilizzati direttamente, ma si esegue un ulteriore controllo sulle reali grandezze prodotte ai morsetti del convertitore, nello specifico della corrente nel riferimento dq; gli scostamenti così generati posti in ingresso ad un nuovo blocco PI permette di determinare la nuova condizione di lavoro. Inoltre in questo modello si inserisce blocco che limita la

massima corrente reattiva che può circolare in riferimento a quella in asse diretto che ha la priorità per il trasferimento di potenza e il sostentamento della tensione del bus dc:

$$i_{q,max} = \sqrt{I_{max}^2 - i_d^2} \tag{3.8}$$

In uscita si pone un limite sull'indice di modulazione in modo da non far funzionare il convertitore in saturazione.

#idq controller:

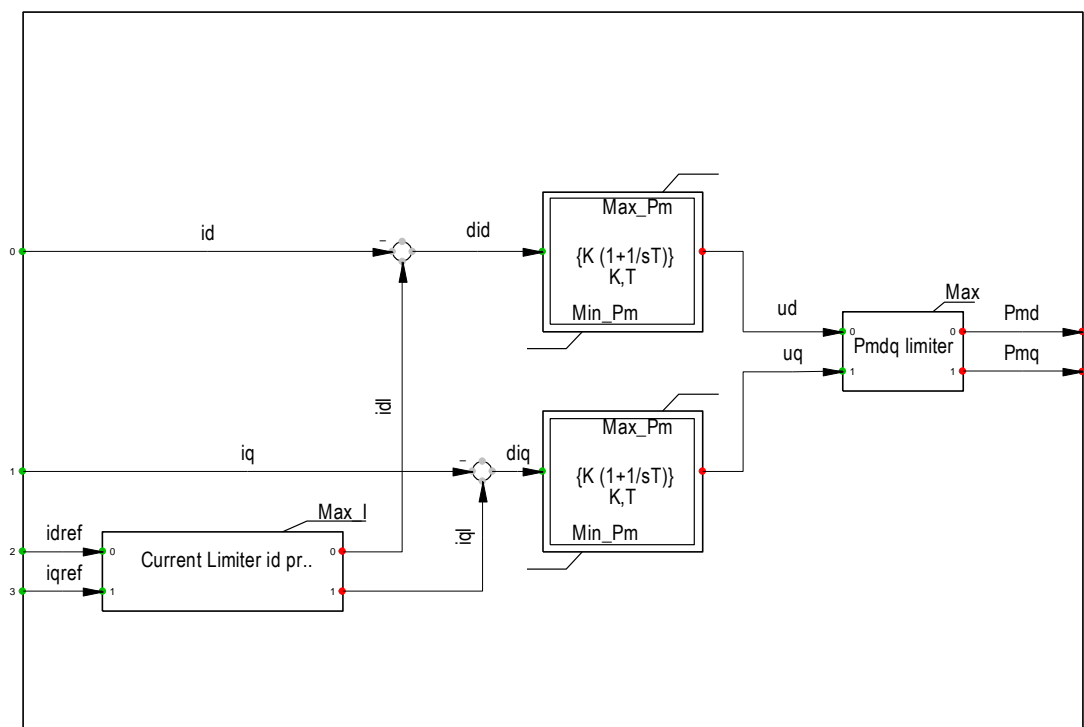


Fig. 3.17 Modello controllo corrente dq

### 3.2.2.3 Controllo convertitore lato microgrid

La gestione del convertitore lato microrete prevede l'utilizzo di due diverse tecniche di controllo per le rispettive modalità di funzionamento, cioè in Master V-f e in Following PQ. Quindi, in base allo stato dell'interruttore di parallelo con la rete nazionale, la logica interna dell'inverter provvederà a modificare la funzione di trasferimento con gli opportuni parametri modificati in maniera automatica. Gli schemi per la gestione delle due tecniche sono diversi sia per la tipologia di azione che svolgono, sia per la rapidità di elaborazione degli scostamenti dalla condizione di riferimento impostata.

#### Funzionamento in modalità Following PQ

In questa modalità di funzionamento il convertitore ha l'obiettivo di produrre potenza attiva e reattiva in funzione di un setpoint inserito dall'utente o comunicato dal CCI (PQ). Non è necessaria una dinamica veloce in quanto questo tipo di funzionamento non ha l'obiettivo di controllare la stabilità del sistema; anzi, se fossero unità prestanti sotto il punto di vista del cambiamento repentino della potenza erogata, potrebbero contribuire a sbilanci di potenza nella rete e portare a disturbi.

Nel frame di gestione della modalità (Fig. 3.18), si distinguono due slot che identificano il controllo della potenza attiva e reattiva che il generatore deve produrre; ad essi sono associati due flussi logici di segnali che portano alla determinazione dei segnali di modulazione per l'inverter connesso alla microgrid.

Partendo ad analizzare il convertitore (VSC CHP\_grid), si vede subito che i segnali di ingresso sono l'indice di modulazione, scomposto nel sistema dq, e i riferimenti di rete corrispondenti ai segnali cosref, sinref prodotti dallo slot PLL connesso alla sbarra ac. L'utilizzo di un PLL è dovuto al fatto che la macchina non fornisce un riferimento per la rete, ma tale è acquisito dalla rete di distribuzione o eventualmente da un'altra macchina, quindi il CHP si deve sincronizzare con il fasore di rete.

Passando al sistema di controllo, si nota che è stato inserito un controllore sulla potenza reattiva prodotta (Q Controller), il quale determina un segnale derivante dallo scostamento tra il valore letto ai morsetti dell'inverter e il setpoint impostato, e tramite esso pilota il convertitore al fine di raggiungere la condizione desiderata; il model del controllore è rappresentato in Fig. 3.16. Il regolatore sulla corrente prodotta in uscita (Current Controller) viene utilizzato con lo stesso schema e funzione precedentemente esplicitati, con lo scopo di produrre i due segnali dell'indice di modulazione nel sistema di riferimento dq.

##FRAME Control P-Q:

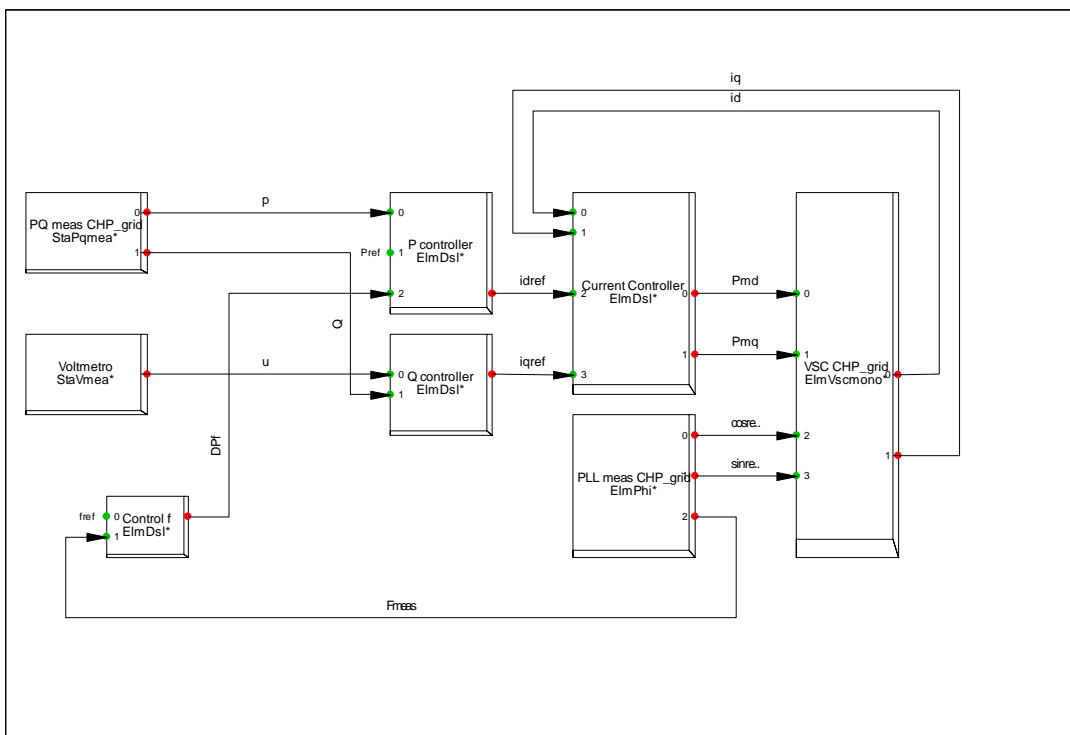


Fig. 3.18 Frame controllo inverter lato rete in modalità P-Q

Nel caso della regolazione della potenza attiva prodotta è necessario utilizzare un model che permetta di rappresentare correttamente la risposta dinamica del CHP verso la rete (Fig. 3.19). Per fare ciò è stato inserito un blocco con una funzione di trasferimento del secondo ordine studiata al laboratorio PrInCE con in ingresso il setpoint impostato dall'utente. Per maggior completezza del modello è stato inserito un controllo sulla potenza attiva erogata. Infatti anche nel regolatore reale esiste un blocco che impedisce di superare una certa quota di potenza prodotta, corrispondente al limite di macchina o ad un altro limite legato a motivi tecnici. Acquisendo il segnale relativo alla potenza prodotta e confrontandolo con il setpoint preimpostato, è possibile attuare un'azione correttiva con un blocco PI in modo da limitare la produzione complessiva.

La funzione inserita nel controllore è:

$$P''(t) + 7.32P'(t) + 4P(t) = 4.01P_{set}(t) \tag{3.9}$$

Come si intuisce dal frame di Fig. 3.18, in linea teorica sarebbe anche possibile sfruttare tale controllore e modalità operativa per effettuare le regolazioni di tensione e frequenza andando ad agire direttamente sui riferimenti di potenza attiva e reattiva che il generatore dovrebbe produrre. Tale soluzione è stata implementata solo per completezza, ma non verrà utilizzata per le simulazioni.

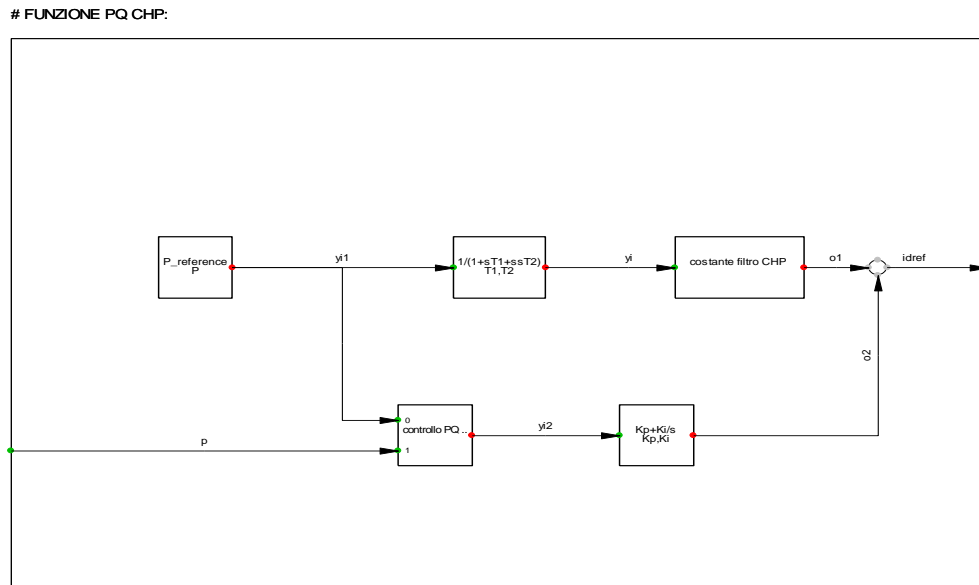


Fig. 3.19 Modello per il controllo della potenza attiva prodotta verso la MG

### Funzionamento in modalità Master V-f

Il frame (Fig. 3.20) rappresenta il sistema per il controllo del convertitore di interfaccia tra il bus dc e la rete nel caso il generatore interfacciato abbia il compito di sostenere la grid e quindi funge da riferimento per gli altri generatori della microgrid.

Il sistema prevede l'uso di alcuni slot di misura (tensione, potenza e frequenza sulla sbarra ac), due slot per la gestione delle grandezze misurate in modo da produrre il segnale di modulazione e lo slot rappresentativo dell'inverter (PWM\_VF). L'obiettivo è quello di produrre due segnali:

- $Pm_{in}$ : segnale rappresentativo dell'indice di modulazione che permette il controllo della tensione alla sbarra della MG;
- $FOHz$ : segnale di frequenza in Hz che permette di effettuare regolazione sulla MG.

Per tale modalità operativa è stato fatto un lavoro di più ampia veduta, inserendo in un unico modello di controllo anche la funzione PQ. Questo permetterà poi nelle simulazioni di effettuare il passaggio dal funzionamento in parallelo a quello in isola. Per questo motivo nel frame è stato inserito uno slot che serve a riconoscere lo stato (chiuso-aperto) dell'interruttore di parallelo con la main grid (Q5N). Grazie a questo segnale è possibile fare la commutazione della modalità operativa dell'inverter e dell'intero sistema CHP.

## CONTROL VF CHP:

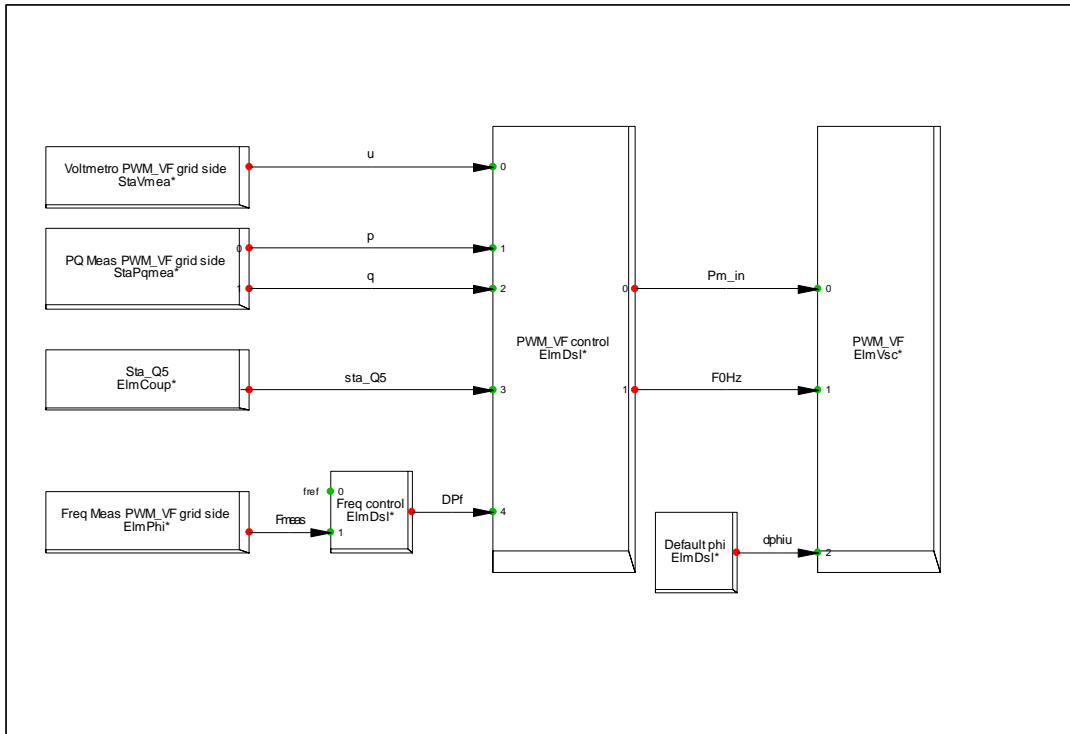


Fig. 3.20 Frame controllo inverter lato rete in modalità Master

Controllo tensione-frequenza alla sbarra ac

Analizzando il modello presentato in Fig. 3.21, si vede come i segnali di uscita,  $Pm\_in$  e  $FOHz$  derivino da due rami di controllo separati in funzione delle grandezze analizzate.

L'indice di modulazione viene generato tramite un blocco PI limitato in modo che il convertitore non entri in saturazione. Nel caso la modalità selezionata fosse la PQ, ovvero l'interruttore Q5N fosse chiuso, al PI si invia l'errore derivante dallo scarto ottenuto come differenza tra la potenza reattiva prodotta e quella desiderata. Se la funzione attiva è la V-f, cioè il Q5N è aperto, un segnale unitario (p.u.) viene confrontato con la reale tensione misurata alla sbarra; in questo modo il convertitore cercherà di riportare la tensione di sbarra al valore di 400 V in caso ci fossero degli scostamenti. La lettura della tensione reale è stata ritardata per tenere in considerazione i tempi di trasmissione dei dati nei sistemi di comunicazione.

Il riferimento di frequenza per la rete è prodotto a partire dal riferimento di 50 Hz. Nel caso il convertitore lavori in PQ, si utilizza il segnale prodotto con lo schema proposto in Fig. 3.19. per raggiungere la condizione richiesta (il generatore cerca di aumentare la frequenza, ma essendo connesso alla rete di distribuzione essa non varia e l'effetto ottenuto è il raggiungimento del valore di potenza erogata che era stato richiesto). Ovviamente si deve tenere in considerazione che il passaggio tra una modalità operativa e l'altra non può essere troppo brusco; per questo motivo, nel caso la potenza prodotta e il riferimento fossero troppo distanti (in valore p.u.) tramite un PI si rallenta la transizione.

Nella modalità V-f al riferimento dei 50 Hz si somma il contributo derivato dal regolatore di frequenza  $DPf$ , bypassando completamente il sistema che gestisce la potenza attiva in PQ.

# PWM CONTROL VF CHP:

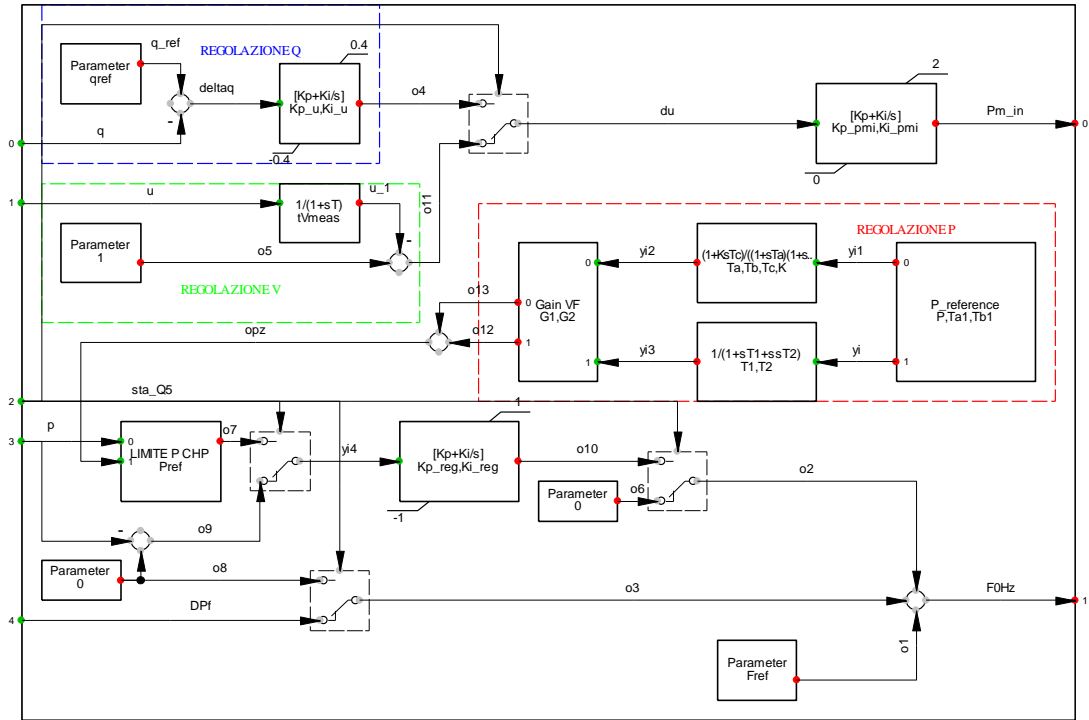


Fig. 3.21 Model controllo V-f dell'inverter lato MG

Regolatore di frequenza

Con questo regolatore si intende generare un segnale correttivo in caso di perturbazioni nella microgrid. La misura della frequenza  $F_{meas}$  (Hz) riportata in p.u. viene confrontata con il segnale di riferimento (1 p.u.). La differenza è inviata all'ingresso di un blocco P con funzione di droop ( $K_f=50$ ) che attua un'azione tanto forte quanto è lo scostamento in ingresso e ad un blocco PI che ha la funzione di correggere le variazioni minori rispetto al riferimento. Il segnale così prodotto viene filtrato in maniera da ritardarne la propagazione nel sistema e renderlo più simile a quello reale.

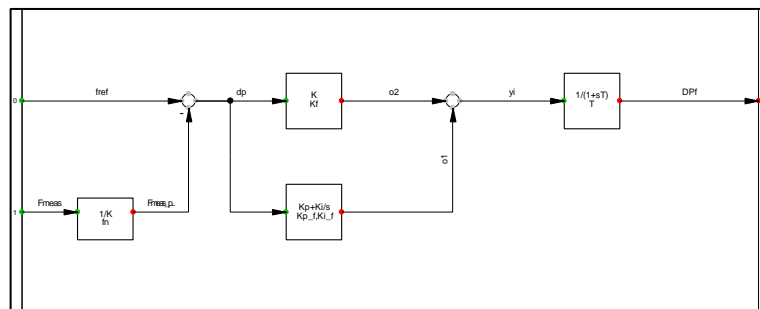


Fig. 3.22 Modello per la regolazione di frequenza della modalità Master

**3.3 MICROTURBINA**

L'impianto di produzione costituito dalla microturbina può essere assimilato per alcuni versi a quello del CHP. Infatti la generazione di energia elettrica, e in taluni casi termica, deriva dalla combustione di un gas tipicamente, che espandendosi in una turbina produce la coppia necessaria ad alimentare il carico. La struttura base dell'impianto prevede un compressore, una turbina, un sistema di recupero del calore

dai gas di scarico, un generatore ad elevata velocità e un sistema di conversione per l'allacciamento con la rete elettrica. Uno schema sintetico della struttura d'impianto è la seguente:

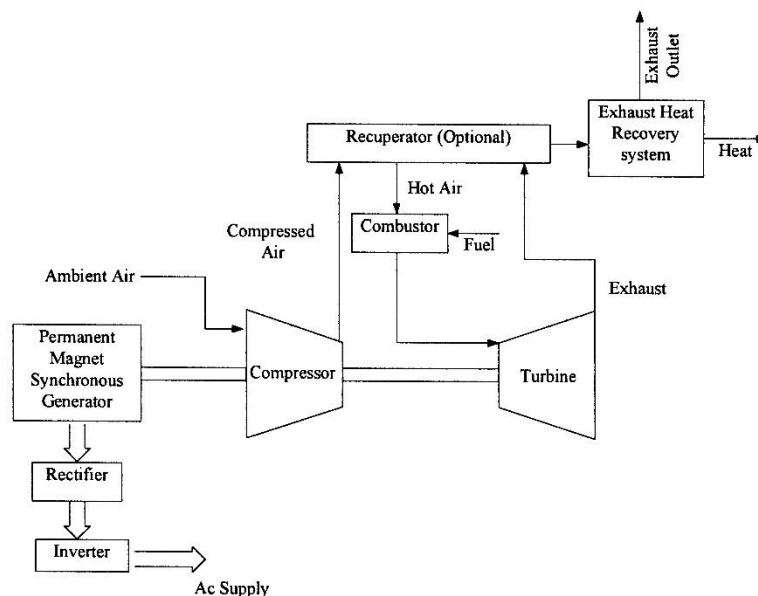


Fig. 3.23 Schema di un impianto con generazione da microturbina

Grazie al sistema di recupero è possibile scaldare l'aria prima che sia iniettata in CC e questo porta ad una riduzione dei consumi dai gas. Il funzionamento della microturbina è basato sul ciclo termodinamico Brayton-Joule [53]: l'aria in ingresso viene compressa attraverso un compressore radiale e in uscita viene miscelata insieme al combustibile che viene combusto. Successivamente i gas vengono espansi nella turbina che mantiene in rotazione il compressore e il generatore che sono montati sullo stesso albero in configurazione single shaft (Fig. 3.3). Al fine di ottenere un sistema che lavori con determinati rapporti di pressione, spesso all'ingresso del sistema di alimentazione del gas è installato un compressore che aumenta la pressione del gas a circa 3÷4 atm. Essendo il ciclo termodinamico simile a quello presentato per il CHP, è possibile assumere lo stesso schema rappresentativo basato sul modello di Rowen per l'analisi dinamica. Bisogna comunque ricordare che essendo il sistema connesso alla rete mediante un sistema di conversione, ed essendo interessati alla risposta dell'intero gruppo e non alle particolari sezioni, si può adottare il modello semplificato di turbina già proposto per il CHP (Fig. 3.12).

Uno degli aspetti tecnici più importanti e che differenzia questi impianti da quelli CHP è la velocità di rotazione dell'albero e quindi degli elementi ad esso connessi. Le dimensioni ridotte del corpo turbina e compressore, permettono regimi di rotazione elevati, dell'ordine di 100000 rpm, ma richiedono tecniche costruttive diverse e controlli adeguati.

Il generatore ad alta velocità connesso all'albero è un PMSM (Permanent Magnets Synchronous Machine) il quale utilizza dei magneti permanenti con materiali ad elevata densità di energia quali leghe di Neodimio Ferro Boro (NdFeB) e Samario Cobalto (SmCo). Tali generatori presentano alcuni vantaggi che li rendono competitivi nel mercato, come:

- Elevata efficienza dovuta all'eliminazione dei circuiti di eccitazione e relative perdite sugli avvolgimenti;
- Minor inerzia del rotore;
- Dimensioni ridotte e maggior robustezza del rotore;
- Possibilità di gestire regimi di rotazione con ampio range di velocità.

Nel corso degli anni è aumentato in maniera significativa l'uso di questi generatori, anche perché sono stati risolti alcuni problemi relativi alla tecnologia, come la possibilità di smagnetizzazione dei magneti,



la dipendenza dell'efficienza dalla temperatura del rotore e il sistema di conversione per il collegamento con la rete. [54]

Se si prende in considerazione la microturbina installata nella MG PrInCE, si può osservare che esiste un sistema di premiscelaggio alla bocca della CC che permette di ridurre le emissioni in condizioni nominali e di aumentare l'efficienza globale del sistema. Quest'azione permette una combustione più pulita ad una temperatura inferiore. Esiste sempre un controllo sugli iniettori e sulle palettature del compressore al fine di mantenere un rapporto aria combustibile adeguato affinché la temperatura dei fumi non sia troppo bassa e quindi evitare la produzione di  $\text{NO}_x$ . Inoltre per evitare l'emissione di idrocarburi e CO, il fluido viene mantenuto in CC per un tempo maggiore. [55]

### 3.3.1 Modello della microturbina

Dalla descrizione generale dell'impianto si capisce che il modello per rappresentare la macchina in DgS non si discosta molto da quello presentato per il CHP. Oltre alla taglia di generazione, che tipicamente è inferiore, una delle differenze maggiori rispetto alla macchina cogenerativa sta nel tipo di generatore e nella velocità di rotazione.

Il programma offre la possibilità di utilizzare diversi modelli di generatori sincroni, ma non esiste direttamente il modello preimpostato del PMSG. Si ricorda che l'obiettivo della tesi non è determinare in maniera fedele i singoli componenti della macchina, ma piuttosto la risposta complessiva, cercando comunque di rappresentare gli elementi reali. Detto ciò, ho ipotizzato di utilizzare il modello di generatore sincrono presente in libreria. Per modellizzare il generatore, si può prendere in considerazione il modello ElmSync al quale si impone una tensione di eccitazione costante, che p.u. è uguale alla corrente di eccitazione, in modo da ottenere un flusso costante sulla macchina.

Per il controllo di tale generatore, si può fare riferimento al frame rappresentato di seguito, dove si possono riconoscere alcuni slot già presentati nel paragrafo 3.2.1.2, come i sistemi di misura di tensione, potenza e frequenza ai morsetti del PMSG, il sistema di eccitazione che cerca di mantenere la tensione costante, il regolatore che serve a impostare la potenza di riferimento e il motore primo, per il quale, avendo adottato il modello semplificato di turbina è stato utilizzato il modello di gov\_GAST.

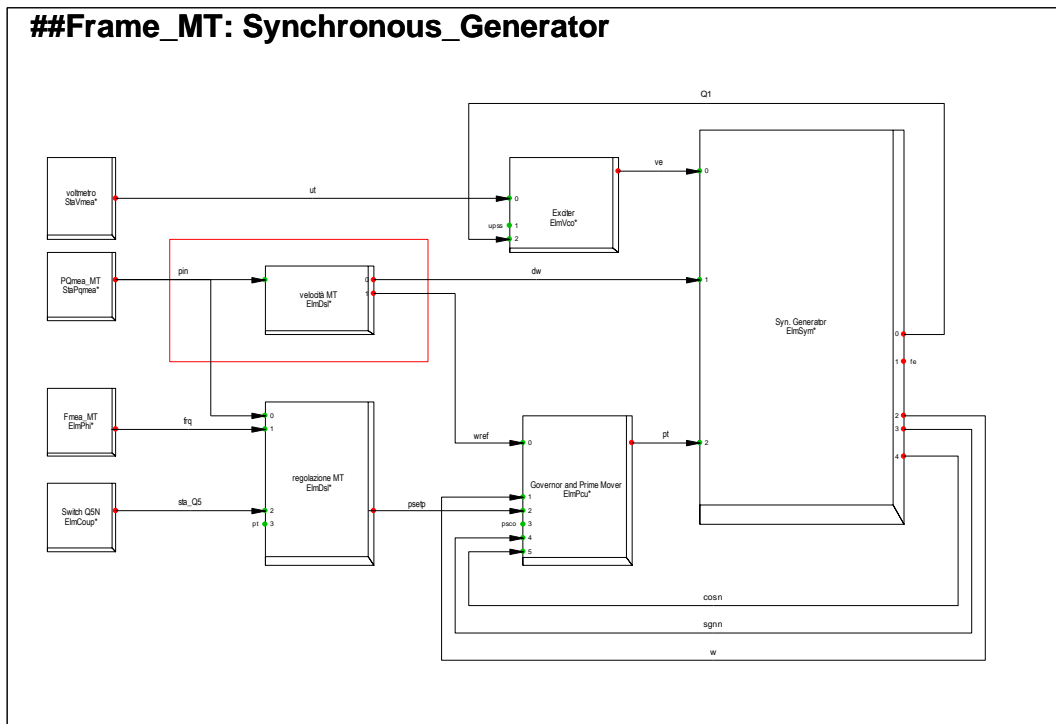


Fig. 3.24 Frame per la regolazione della microturbina

Per quanto riguarda la velocità di rotazione, si è dovuto introdurre uno slot (indicato dal riquadro rosso) che calcoli la velocità dell'albero in funzione della potenza prodotta. Infatti nel modello ElmSym, il riferimento per la frequenza prodotta senza apporre modifiche è l'unità, quindi se nei parametri del generatore si inserisce una frequenza di riferimento (ad esempio 50 Hz) il generatore lavorerà attorno a quel valore di riferimento a meno di perturbazioni che vengono corrette mediate il governor. Per impostare valori di velocità diversi è necessario utilizzare un nuovo ingresso nel modello, ovvero  $dw$ . Il programma considera così un nuovo riferimento p.u. dato da:

$$n' = n + dw \tag{3.10}$$

Per determinare lo scostamento  $dw$  da fornire al modello, ho utilizzato in prima battuta un rilievo (Fig. 3.25) della caratteristica potenza (kW) / velocità (krpm) proposta da uno studio su un impianto con caratteristiche simili a quello in esame nella MG. [55] Grazie ad una campionatura effettuata su tale rilievo, è stato possibile ricavare con un'interpolazione in Excel una relazione che legasse le due grandezze, ottenendo la velocità di rotazione dell'albero  $w$  in krpm in funzione della potenza elettrica prodotta  $p$ .

$$w = a \cdot p^6 + b \cdot p^5 + c \cdot p^4 + d \cdot p^3 + f \cdot p^2 + g \cdot p + m \tag{3.11}$$

I parametri ricavati dall'interpolazione sono:

a	b	c	d	f	g	m
$-6 \cdot 10^{-8}$	$5 \cdot 10^{-6}$	$-1 \cdot 10^{-4}$	$5,2 \cdot 10^{-3}$	$-1.937 \cdot 10^{-1}$	4.8554	43.229

Tab. 3.2 Parametri stimati con l'interpolazione

Al modello DgS deve essere inviato un segnale p.u. riferito alla frequenza nominale della macchina scelta (50Hz), quindi si ottiene:

$$dw = \frac{w \cdot 100}{60 \cdot 50} - 1 \tag{3.12}$$

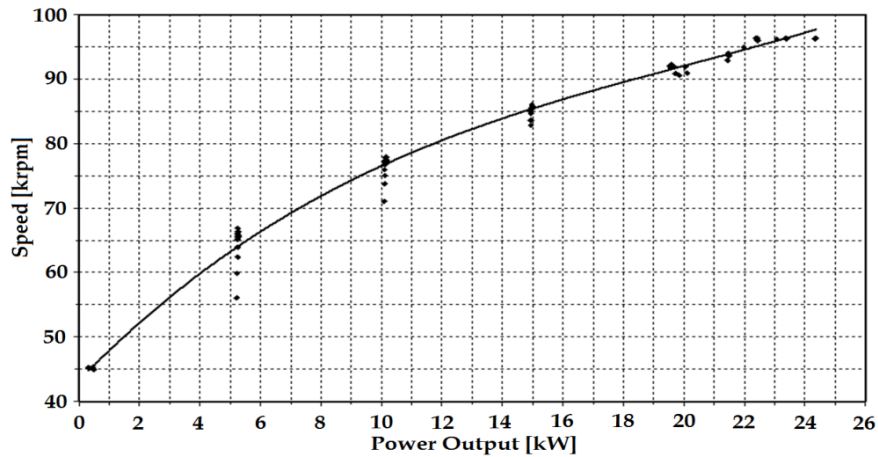


Fig. 3.25 Rilievo della caratteristica potenza velocità di una microturbina [55]

Ovviamente anche al governor deve essere inviato il nuovo segnale di riferimento  $w_{ref}$ , così che il blocco di regolazione della velocità (inerziale) possa lavorare in maniera dinamica.

Potenza elettrica [kW]	Velocità rotazione [krpm]	Frequenza [Hz]	Variazione di velocità [p.u.]
26	100	1667	32.30
16	86.9	1448	28.97
6	66.3	1105	22.10
1	47.8	797	15.93

Tab. 3.3 Possibili punti di lavoro della microturbina

### 3.3.2 Modello dell'interfaccia microturbina-MG

Il generatore ad alta velocità, come visto, produce una corrente ad alta frequenza. È perciò necessario un sistema di conversione per l'allacciamento della macchina alla microgrid. Questo sistema è composto da due convertitori che hanno la possibilità di gestire il flusso di potenza in entrambi i versi, infatti questa caratteristica è necessaria nelle situazioni di avvio della macchina, quando il corpo compressore turbina deve essere messo in rotazione. Essendo il sistema di piccola taglia, sarà inoltre possibile vedere che alla richiesta di aumento di potenza erogata, il compressore aumenti la coppia resistente e ciò porti ad un profilo di potenza prodotta non monotono.

L'idea applicata per la determinazione del sistema di controllo è la stessa utilizzata nel caso del CHP in funzionamento following, cioè il convertitore lato generatore lavorerà in modo da mantenere la tensione dc il più costante possibile e la potenza reattiva erogata pari a zero, mentre l'inverter lato MG avrà la funzione di erogare la potenza attiva e reattiva richieste mediante setpoint PQ, secondo una determinata caratteristica, rilevata tramite delle misurazioni. Detto ciò si intuisce come lo schema di controllo già presentato per il CHP in funzionamento PQ si adatti bene, con le opportune modifiche ai parametri,

anche al caso della microturbina. Il modello del secondo ordine formulato dal gruppo di ricerca del Politecnico di Bari e implementato nel modello per la generazione del setpoint di potenza attiva è:

$$P''(t) + 127.9P'(t) + 19.2P(t) = 18.7P_{set}(t) \quad (3.13)$$

### 3.4 Impianto PV

L'impianto fotovoltaico è costituito da 5 sottocampi in quanto i moduli utilizzati sono costruiti con tecnologie diverse. Al fine della modellizzazione è possibile individuare un unico modello per poi cambiare per ogni sotto campo i parametri di funzionamento.

Lo schema d'impianto prevede che l'array di moduli collegati in serie e/o parallelo venga connesso con la rete tramite un sistema di interfaccia che tipicamente comprende un convertitore dc/dc, un bus dc stabilizzato da un condensatore, un inverter dc/ac e un filtro. Il circuito elettrico di una cella fotovoltaica è rappresentabile da un generatore di corrente, un diodo in parallelo e due resistenze, una che tiene conto della resistenza dei semiconduttori e della resistenza di contatto ed una che rappresenta le perdite dovute alle correnti che si richiudono all'interno della cella. L'efficienza di una cella è dipendente dalla temperatura di esercizio e dall'irraggiamento, per cui sarà importante tenere in considerazione questi fattori secondo delle relazioni (semplificate). [56] In DgS è possibile adottare due configurazioni per rappresentare l'impianto:

- Generatore statico pilotato tenendo in considerazione tutti i parametri del sistema;
- Schema dettagliato con generatore di corrente, bus dc con condensatore e inverter per l'allacciamento alla rete elettrica.

L'impianto presente al laboratorio PrInCE funziona con la logica del MPPT, cioè non partecipa alla regolazione delle grandezze di rete. Perciò ho scelto di adottare un modello semplificato, utilizzando il generatore statico (ElmGenstat) come si vede dalla Fig. 3.2. Una volta inseriti i vari generatori statici nella schermata che rappresenta l'intera grid, nell'interfaccia grafica che riassume le caratteristiche tecniche, si deve inserire la potenza specifica di ogni gruppo di moduli, indicando anche la possibile curva di capability.

Il frame utilizzato per il controllo dell'impianto fotovoltaico (Fig. 3.26) è basato su un template presente in DgS, ma sono state apportate delle modifiche atte a migliorare la stabilità del sistema, e renderlo adatto alla finalità di questa tesi.

## PV System:

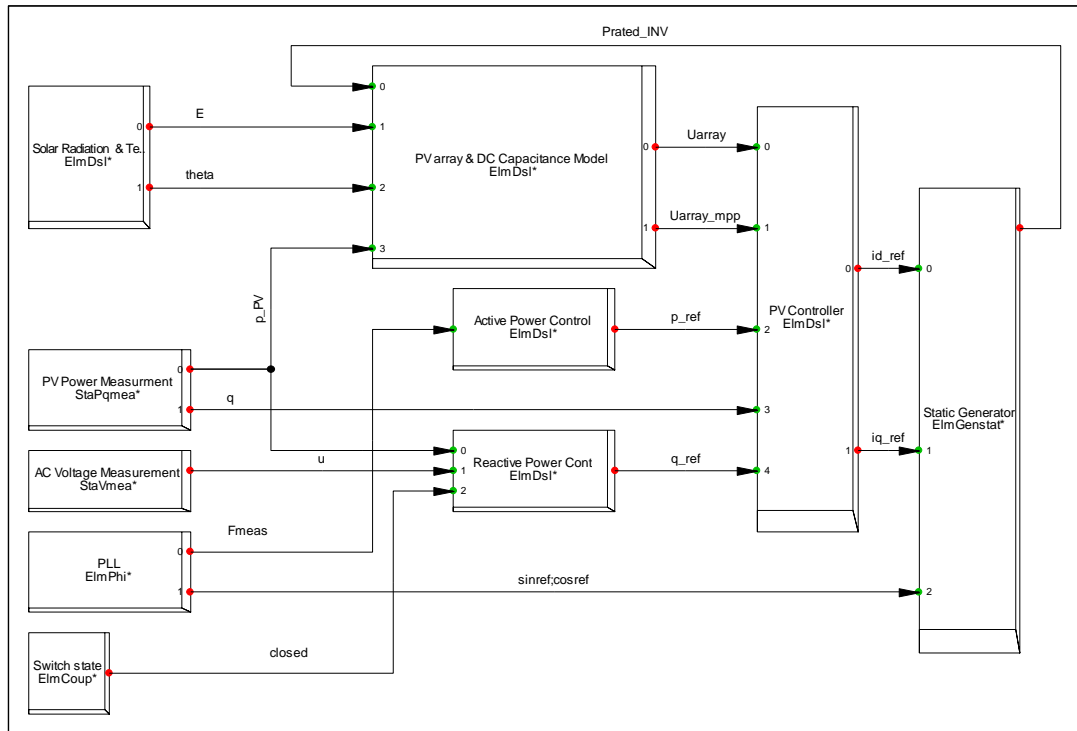


Fig. 3.26 Frame per la modellizzazione dell'impianto PV

### 3.4.1 Controllo sulla temperatura e irraggiamento

Come introdotto, l'efficienza e quindi la produzione dell'impianto fotovoltaico dipendono dalla temperatura del modulo e dall'irraggiamento. In particolare si osserva che all'aumentare dell'irraggiamento la corrente e la tensione prodotte sono maggiori, mentre all'aumentare della temperatura la tensione cala e la corrente cresce. È necessario quindi utilizzare delle relazioni che considerino queste due grandezze: la variazione da una condizione di lavoro all'altra è regolata tramite dei ritardi impostabili. Per simulare degli andamenti reali, invece di variare i parametri E (irraggiamento, default 1000 W/m<sup>2</sup>) e T (temperatura, default 25°C) è possibile fare delle misurazioni reali e poi importare i file relativi ai profili di irraggiamento e temperatura rilevati con delle sonde.

# Solar Radiation and Temperature:

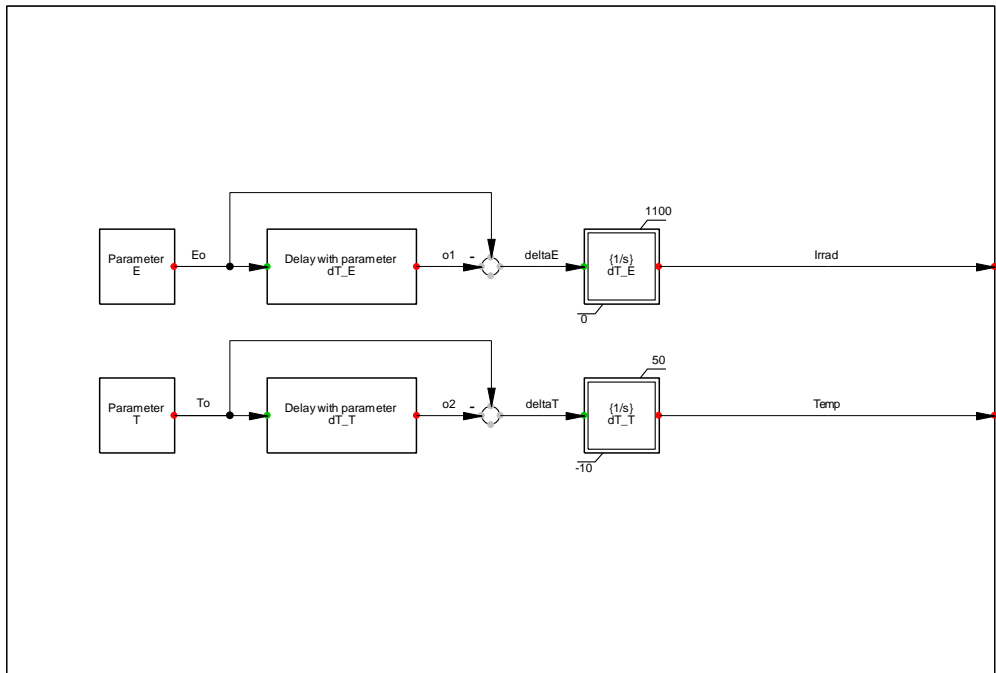


Fig. 3.27 Modello misura temperatura e irraggiamento

### 3.4.2 Modello PV array

Il campo fotovoltaico è composto da più moduli posti in serie e/o parallelo e formano degli array. Quindi ogni array, essendo formato da moduli con tecnologie diverse, risponderà alle variazioni ambientali in modo diverso. L'intero modello proposto va a simulare il comportamento dell'array visto ai morsetti dell'inverter connesso alla rete ac, quindi in esso è inserito anche il condensatore posto sul dc bus.

Per quanto riguarda la caratteristica di funzionamento propria dei moduli, si può osservare ad esempio la Fig. 3.28 dove si nota la dipendenza delle curve tensione/potenza e tensione/corrente dall'irraggiamento. È possibile trovare grafici simili anche per le variazioni di temperatura. [57] Come si vede dalla figura sottostante, per ogni condizione ambientale esiste un punto dove si può produrre la massima potenza (MPP, Maximun Power Point). Si capisce allora come sia di fondamentale importanza l'inseguimento di tale punto grazie ad un sistema di controllo (MPPT).

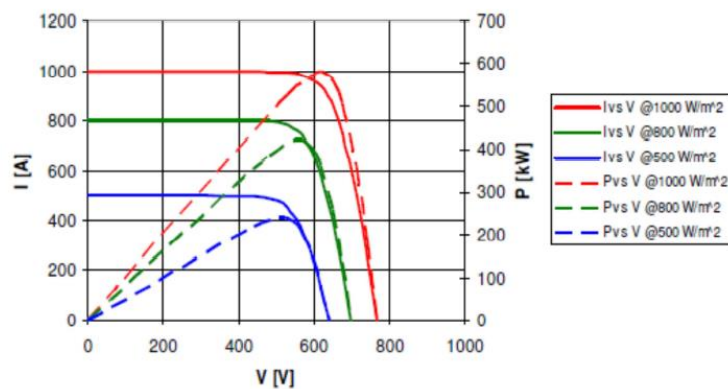


Fig. 3.28 Caratteristica V-I e V-P in funzione dell'irraggiamento

Il blocco “Macro PV Module” simula il funzionamento del singolo modulo secondo delle relazioni semplificate, che comunque considerano le dipendenze rispetto alla temperatura e all’irraggiamento. In uscita si trovano tensione e corrente che vengono scalati in base alla topologia dell’impianto in modo da ricavare i valori complessivi per l’intero array. Tale blocco richiede l’inserimento di alcuni dati tecnici riferiti al modulo: tensione a vuoto e alla potenza nominale, corrente di cortocircuito e alla potenza nominale, i coefficienti di correzione rispetto alla temperatura e il numero di moduli posti in serie e parallelo per ogni array che si possono trovare in Tab. 2.4.

# PV\_Array and Capacitance:

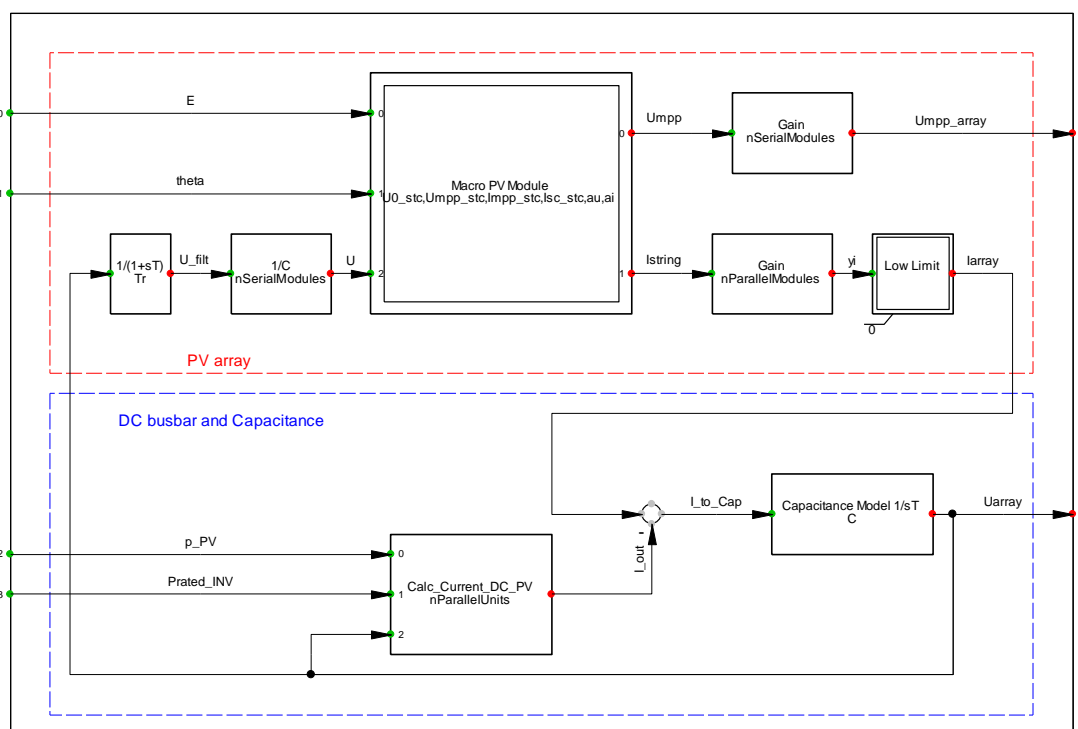


Fig. 3.29 Modello per il controllo dell’array PV

Secondo il modello implementato in DgS, la corrente prodotta dall’array non è quella presente anche ai morsetti dell’inverter; infatti osservando la Fig. 3.30 si nota che una quota parte è assorbita dal condensatore posto sul bus dc fittizio. Inoltre con alcuni calcoli permette di effettuare “una misura” della reale tensione presente sull’array, che altrimenti sarebbe difficile da verificare.

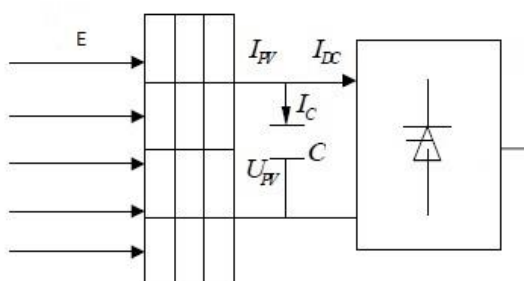


Fig. 3.30 Schema utilizzato in DgS per il calcolo della tensione di array

La tensione di array si ricava come:

$$U_{PV} = U_0 + \int \frac{I_{PV} - I_{DC}}{C} dt \quad (3.14)$$

Dove:  $U_0$  è la tensione dell'array al tempo  $t=0$  s;  
 $C$  è la capacità installata al bus dc;  
 $I_{PV}$  è la corrente dell'array;  
 $I_{DC}$  è la corrente in ingresso all'inverter e si ricava dalla misura lato ac considerando che il convertitore non sia soggetto a perdite.

### 3.4.3 Controllo sulla potenza attiva e reattiva

Nell'ottica di poter gestire la MG sperimentale in completa autonomia rispetto alla rete nazionale, sono stati inseriti nel frame (Fig. 3.26) due slot che grazie ad una misura della frequenza e della tensione alla sbarra di MG, possano intervenire andando a limitare la potenza prodotta dall'impianto che altrimenti si manterrebbe al livello raggiunto con il MPPT.

#### 3.4.3.1 Regolazione della potenza attiva

Il controllore produce un segnale inerente alla potenza che vorrei erogare in rete tramite:

- Regolazione primaria con un guadagno proporzionale alla deviazione della frequenza misurata rispetto al setpoint, con la possibilità di inserire una deadband di non intervento;
- Regolazione secondaria effettuata tramite un controllore integrativo.

Nel modello non si utilizza il segnale di frequenza direttamente dalla misura effettuata, ma si preferisce eseguire una media in un tempo di 200 ms in modo da limitare le oscillazioni nel sistema e quindi renderlo più stabile. Inoltre si può osservare che nel modello c'è un blocco che indica un setpoint di potenza da mantenere in caso non si verificano variazioni di frequenza e ciò può essere utile al fine di avere una potenza di riserva in caso di necessità. Questo modello potrebbe essere utilizzato nelle simulazioni per osservare come varierebbe la stabilità del sistema nel caso anche il campo PV partecipasse alla regolazione.

Di default nelle simulazioni che vengono effettuate il setpoint è bloccato al valore 1 p.u. in modo che l'impianto possa erogare la massima potenza in base al MPPT.



# Active Power Control PV:

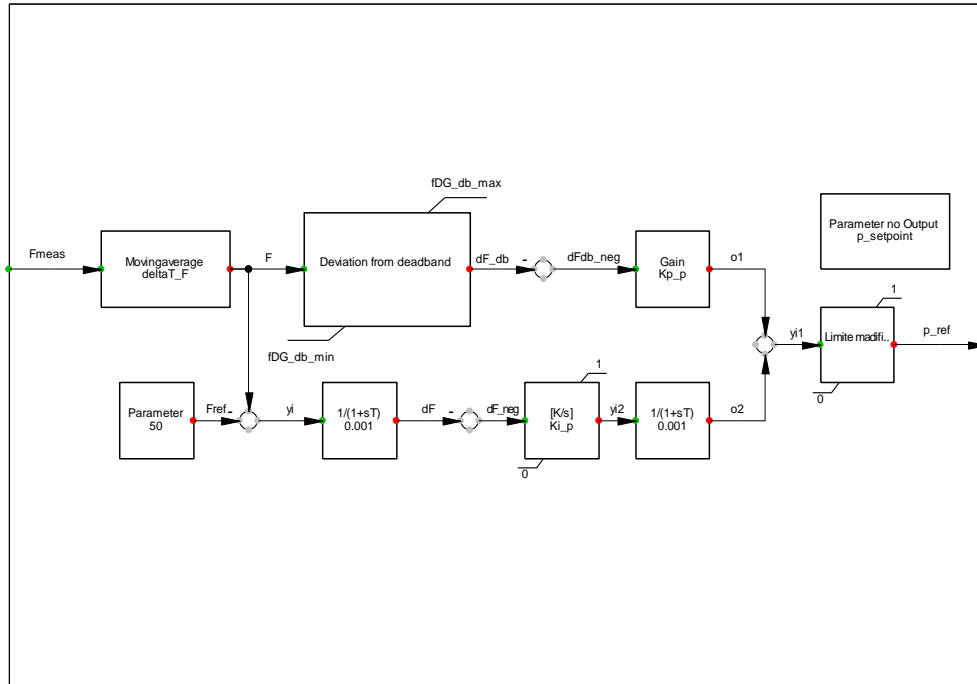


Fig. 3.31 Modello per il controllo della potenza prodotta con regolazione di frequenza

### 3.4.3.2 Regolazione della potenza reattiva

Il modello per la gestione della produzione di potenza reattiva è simile a quello presentato per la potenza attiva, con la differenza che la regolazione viene eseguita sulla base dello scostamento della tensione misurata alla sbarra ac rispetto al riferimento. Per variazioni brusche di tensione interviene un controllo proporzionale che può essere anche escluso da una deadband secondo le indicazioni fornite, mentre rimane sempre attivo un controllo integrativo con lo scopo di mantenere la tensione coincidente con il riferimento impostato.

Come elemento nuovo, si inserisce un limitatore sul segnale in uscita in modo che la potenza attiva abbia la priorità rispetto a quella reattiva. Nella Fig. 3.32 si può osservare il dettaglio del sistema di limitazione della potenza reattiva erogabile dall'inverter, attivato o meno dall'ingresso *close* che permette di escludere tale funzionalità mediante un comando esterno.

Anche in questo caso si vede come si sia cercato di adottare modelli capaci di modificare il funzionamento globale dei sistemi analizzati tramite segnali esterni, che possono essere inviati da un'unità locale comandata dall'utente o da un'unità centrale come il CCI.

# Reactive Power Control PV:

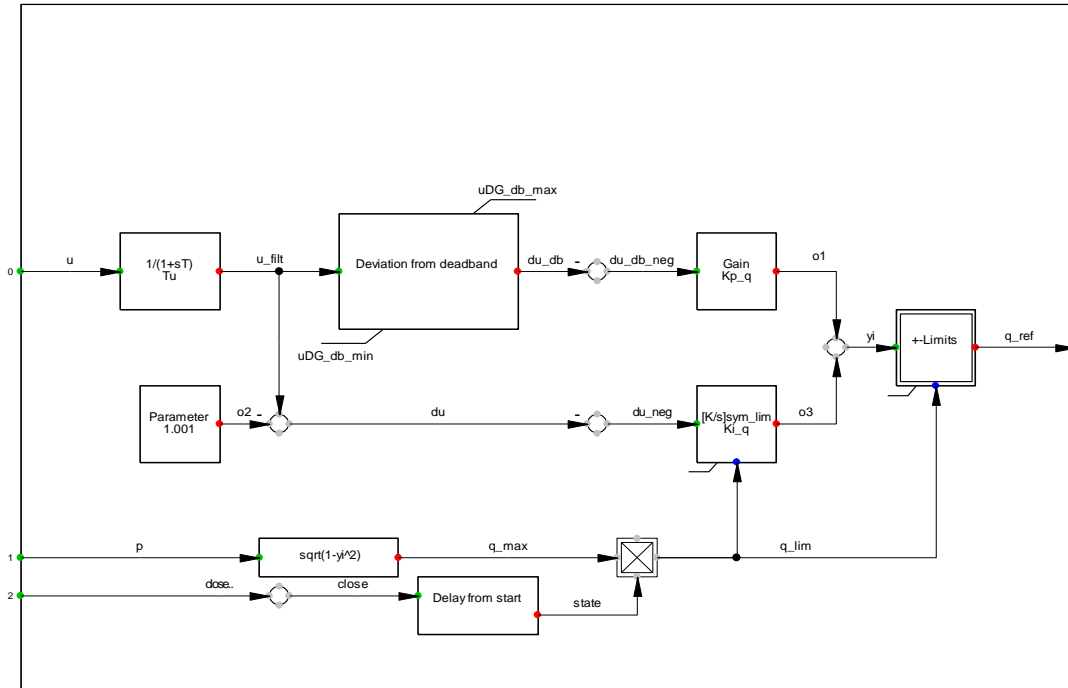


Fig. 3.32 Modello per il controllo della tensione ac in rete

### 3.4.4 Controllo dell'inverter di interfaccia

Nei modelli appena presentati si sono determinati i segnali di riferimento per la gestione dell'erogazione di potenza in rete che servono alla determinazione dei comandi da inviare al convertitore dc/ac di interfaccia con la rete che, come detto, è rappresentato dal modello ElmGenstat; questo generatore viene pilotato in corrente, la quale viene scomposta nel sistema dq, e quindi necessita dei segnali cosref e sinref per la sincronizzazione con la MG.

Per la generazione del segnale  $id_{ref}$ , corrispondente alla potenza attiva, si cerca di ridurre lo scostamento tra la tensione di array e quella calcolata al MPP in modo da raggiungere la condizione di producibilità massima, mediante un controllo PI che viene limitato però dalla potenza di riferimento determinata con il regolatore presentato in Fig. 3.31. La logica adottata in questo blocco (da libreria) non è del tutto chiara e presenta alcune lacune che in taluni casi estremi portano il sistema complessivo all'instabilità. Considerando comunque che l'impianto reale lavora al MPP, le zone di instabilità non vengono raggiunte e quindi non si sono apportate modifiche al sistema.

Il segnale  $iq_{ref}$  relativo alla potenza reattiva, viene calcolato a partire dallo scarto tra la potenza reattiva di riferimento e quella misurata alla sbarra, e successivamente posto in ingresso ad un controllore PI. L'uscita viene limitata sulla base della potenza attiva prodotta in modo da non superare i limiti di macchina e quindi per evitare danneggiamenti irreversibili.

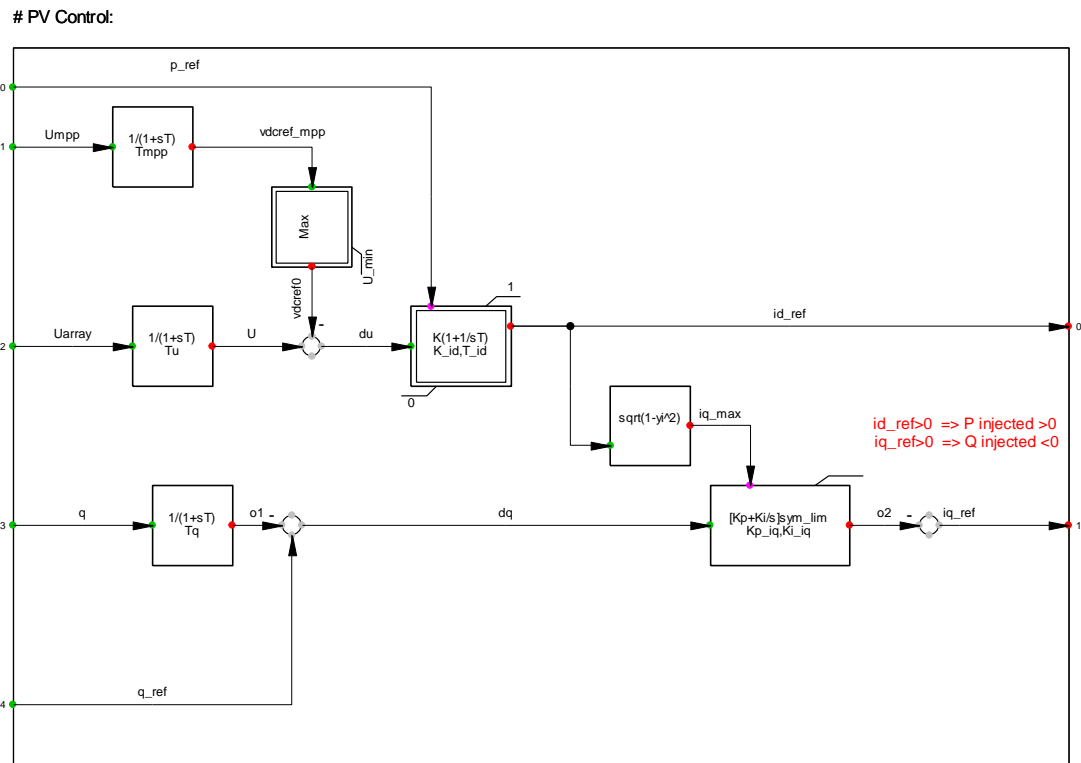


Fig. 3.33 Modello per il controllo dell'inverter di interfaccia dell'impianto PV

### 3.5 Sistema di accumulo

Il sistema di accumulo installato nella microgrid è costituito da batterie ZEBRA (Zero Emission Battery Research Activities) cioè batterie a nichel cloruro di sodio che vengono utilizzate in modo trasversale per molte applicazioni in quanto hanno dei vantaggi che ne rende competitivo l'uso, come l'elevata efficienza (85% rendimento), ottime prestazioni nei cicli di carica e scarica, indipendenza delle prestazioni dalla temperatura dell'ambiente, capacità accumulata e densità di energia elevata. Presenta anche alcuni svantaggi soprattutto legati al mantenimento della temperatura di esercizio (300°C) e ai costi di produzione elevati. [58]

L'insieme di batterie utili a raggiungere le prestazioni di potenza richieste è inserito in un rack che ha la funzione di gestire il funzionamento delle batterie stesse, ma anche di fornire un'interfaccia di collegamento verso la rete ac. Grazie a tale dispositivo è possibile controllare varie modalità la produzione e/o assorbimento di potenza, ad esempio è possibile implementare tutte le logiche di controllo per generatori statici (forming, supporting, following), ma anche particolari curve di carica e scarica, in funzione di setpoint inseriti tramite un segnale esterno che può essere inviato dal CCI o da una postazione remota. Il seguente schema (Fig. 3.34) riguarda la cabina utilizzata nell'impianto PrInCE (C-BESS 70, ELVIGROUP).

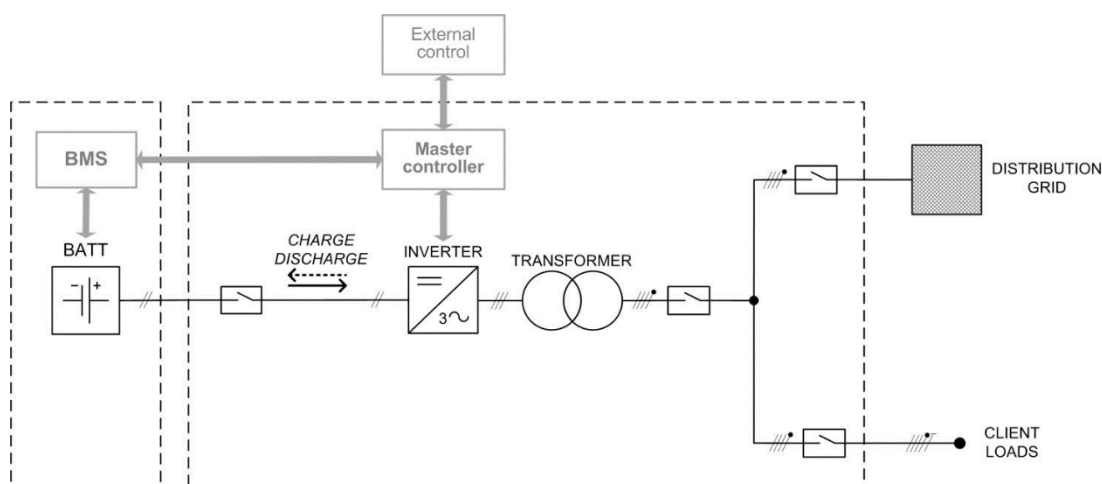


Fig. 3.34 Schema a blocchi del sistema C-BESS 70

Il modulo della batteria è regolato da un'apposita unità di gestione della batteria (BMS, Battery Management System) che ha la funzione di monitorare i parametri di esercizio e verificare il corretto funzionamento della batteria, nonché gestire i segnali di riferimento esterni.

Il BMS attua una serie di funzioni in modo automatizzato che riguardano [59]:

- controllo della batteria riguardo tensione, temperatura, stato di carica (SOC, State of Charge);
- stabilizzazione dei parametri delle singole stringe, in modo che le celle lavorino tutte allo stesso modo;
- implementazione di curve di carica e scarica;
- gestione termica per la regolazione dei riscaldatori interni e la ventola di raffreddamento.

Per attuare le funzioni descritte e comunicare all'esterno misurazioni o allarmi, il BMS si avvale di un controllore di interfaccia, ovvero il MC (Master Controller). Nella microgrid sperimentale la funzione scelta per la gestione del sistema di accumulo è quella di following, ovvero grazie ad un segnale inviato dal sistema remoto utente, oppure dal CCI, è possibile settare i valori di potenza attiva e reattiva che si desiderano ai morsetti ac dell'inverter. Per completezza del modello si sono implementate nel programma DgS anche funzioni di supporting in tensione e frequenza. Tale soluzione è particolarmente utile nel caso di collegamento di generatori sincroni direttamente connessi alla grid, i quali hanno un'inerzia "reale", oppure per sopperire a sbilanci di potenza causati dall'impianto fotovoltaico.

Per modellizzare il comportamento del sistema di accumulo in DgS, si è adottato uno schema con la funzione di rappresentare il comportamento di una singola cella tramite un elemento generatore di tensione continua e una resistenza che equivale alla resistenza interna della cella e successivamente si utilizza un inverter che considera tutto l'impianto nel suo complesso grazie ai parametri che vengono inseriti per interfacciare il sistema alla rete.

Al fine di modellizzare in maniera semplificata il comportamento della batteria, ho determinato la tensione a vuoto in funzione capacità, e la resistenza interna di cella in funzione della corrente di scarica e del SOC a partire dalla campionatura della caratteristica tensione-capacità della cella di batteria di un modello simile a quello utilizzato nella rete, per vari valori della corrente di scarica. [60] Avendo a disposizione un rilievo sperimentale sarebbe possibile determinare la caratteristica riducendo il grado di errore. [61] Per prima cosa si inseriscono i punti campionati in un grafico tensione-corrente di scarica ( $I_{dis}$ ) per le varie capacità (Fig. 3.35); successivamente con un'interpolazione di grado  $n-1$  e l'intersezione con l'asse delle ordinate si ottengono i valori della tensione a vuoto  $V_{oc}$  in funzione della capacità (C). Dall'interpolazione dei punti si può ricavare l'equazione  $V_{oc}=f(C)$ .

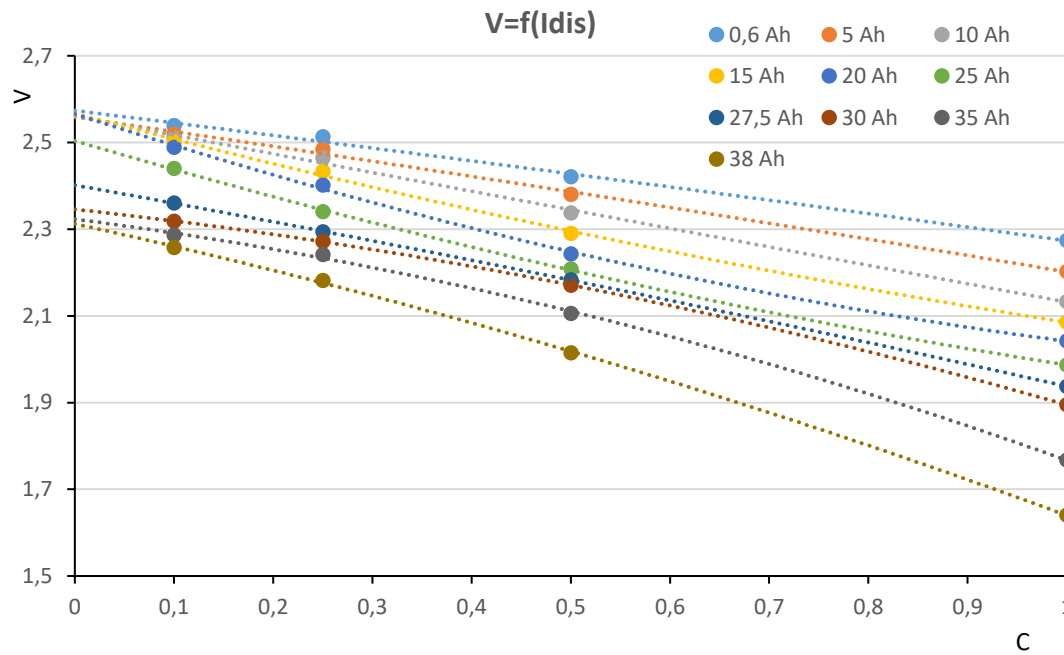


Fig. 3.35 Risultato campionatura: caratteristica V-C di cella

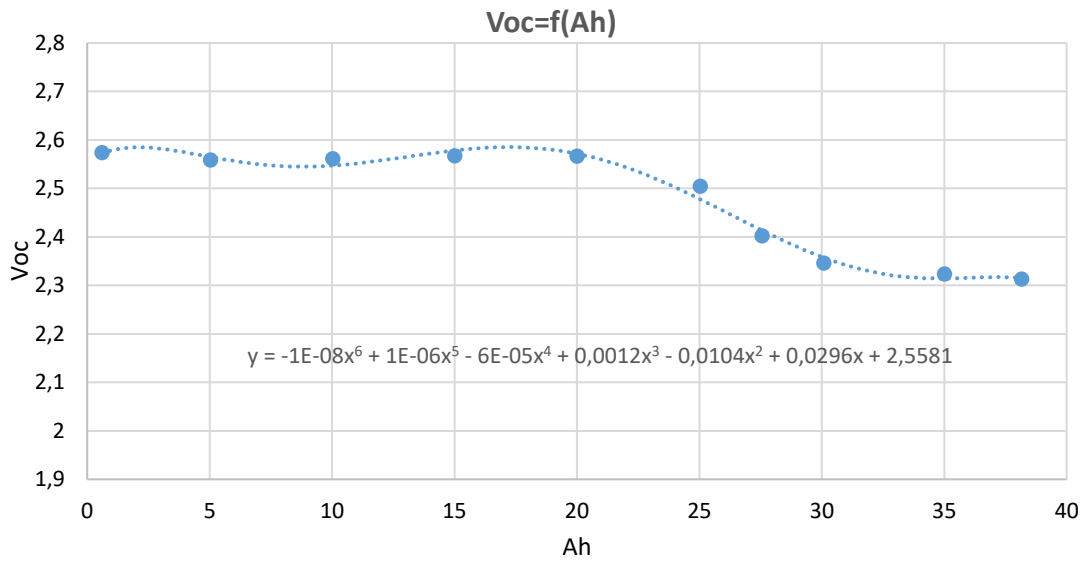


Fig. 3.36 Caratteristica tensione a vuoto-capacità

La caratteristica così trovata può essere implementata nel modello DgS. Dal grafico (Fig. 3.36) si osserva come la tensione a vuoto di cella sia di 2,5581 V, che poco si discosta dal valore calcolato in maniera dettagliata pari a 2.58V [62]. Per quanto riguarda la resistenza interna di cella, si cercano le relazioni in funzione del SOC e in funzione della corrente di scarica ( $I_{dis}$ ).

$$V = V_{OC} - R_{int} I_{dis} \tag{3.15}$$

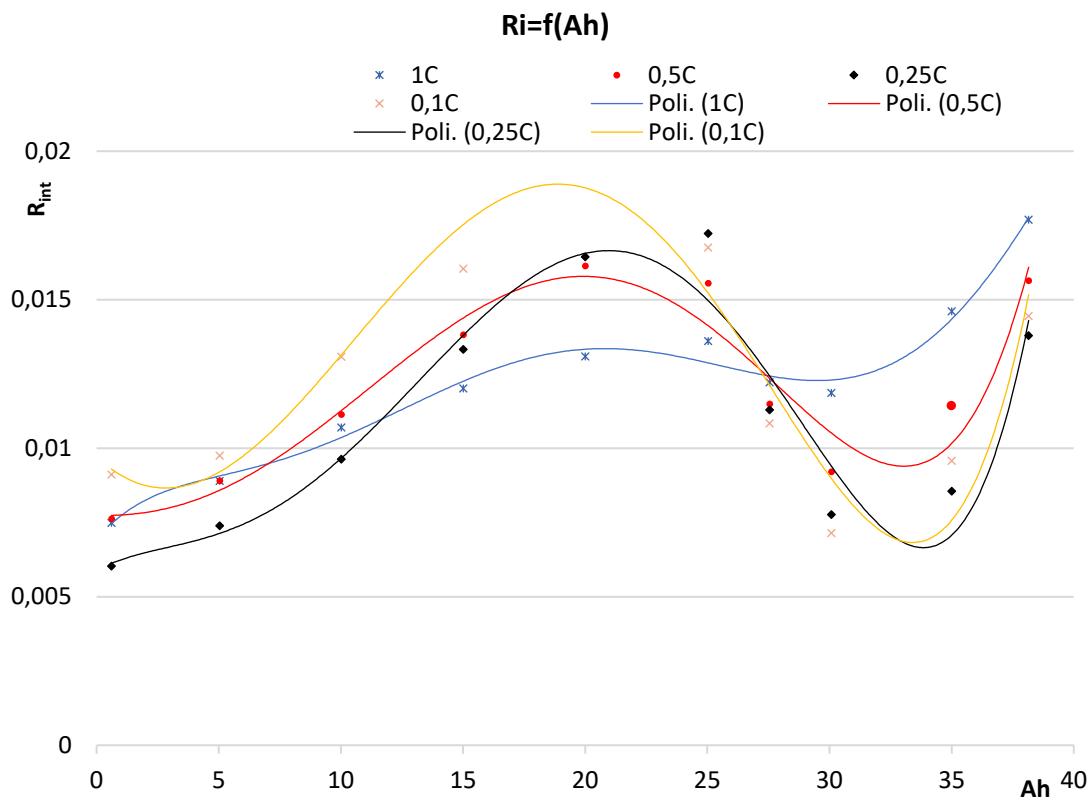


Fig. 3.37 Caratteristica Rint-Ah

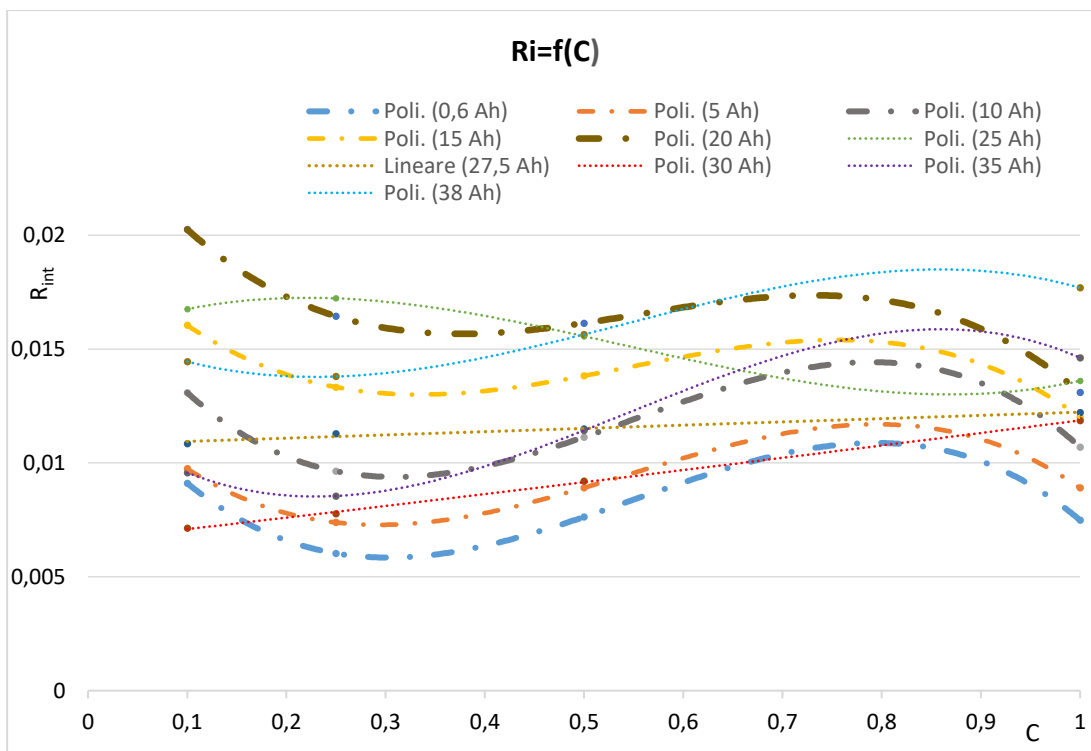


Fig. 3.38 Caratteristica Rint-C

In questo modo, utilizzando il “curve fitting” in MATLAB con un’interpolazione in 3 dimensioni (in Appendice A1 è stato riportato lo schema utilizzato per ricavare le relazioni), è possibile determinare  $R_{int}=f(SOC, I_{dis})$  ottenendo:

$$R_{int} = p00 + p10 \cdot x + p01 \cdot y + p20 \cdot x^2 + p11 \cdot x \cdot y + p02 \cdot y^2 + p30 \cdot x^3 + \dots + p21 \cdot x^2 \cdot y + p12 \cdot x \cdot y^2 + p03 \cdot y^3 + p40 \cdot x^4 + p31 \cdot x^3 \cdot y + p22 \cdot x^2 \cdot y^2 + \dots + p13 \cdot x \cdot y^2 \quad (3.16)$$

La relazione così ottenuta può essere implementata nel modello dinamico in DgS.

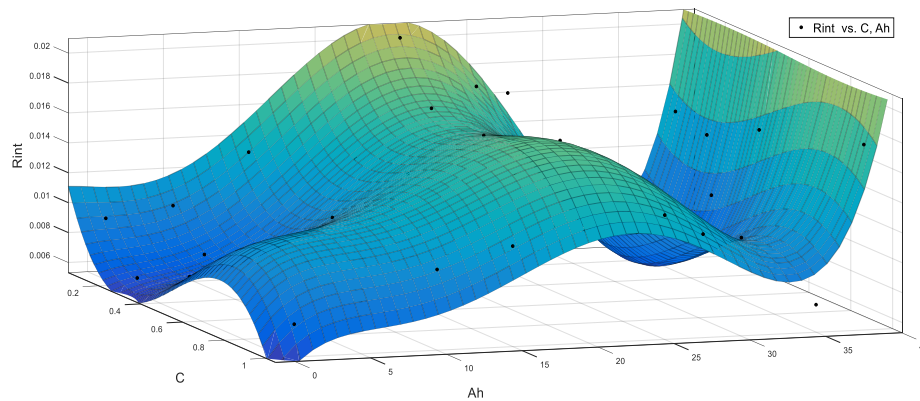


Fig. 3.39 Interpolazione della funzione  $R_{int}=f(C, Ah)$

### 3.5.1 Modello sistema di accumulo in DgSILENT

Il sistema di accumulo installato nella microgrid Prince prevede due banchi di batterie per una potenza massima in erogazione o assorbimento di 60kWp, con una capacità massima di 180 kWh. Dall’introduzione svolta nel paragrafo 3.5, si capisce come gli elementi da inserire e controllare in DgS siano tre, ovvero un generatore statico di tensione continua che rappresenta l’elemento di accumulo, una resistenza associata a quella interna della batteria e un inverter che permetta il trasferimento di potenza tra la batteria e la MG. Nella Fig. 3.40 si può osservare lo schema implementato, dove si individuano:

- Strumenti di misura: voltmetro, wattmetro e PLL collegati alla sbarra ac dell’inverter per controllare le grandezze di rete, mentre la misura della corrente lato dc dell’inverter viene direttamente letta da un’uscita dello slot che lo rappresenta;
- Slot segnali esterni: tali slot producono i segnali relativi al tipo di controllo effettuato sull’impianto (supporting o following) e all’attivazione dell’impianto stesso;
- Modello batteria: insieme di slot che consentono l’implementazione e controllo del modello batteria fino al bus dc di interfaccia con il convertitore;
- PQ control: core della gestione dell’impianto in quanto produce i segnali di controllo dell’inverter;
- Inverter: lo slot ElmVsc rappresenta l’inverter per la connessione della batteria alla rete ac. È controllato in corrente e quindi necessita di un controllore di corrente interno che determini l’indice di modulazione (Pm), inoltre in ingresso si trovano anche i segnali *cosref* e *sinref* per la sincronizzazione con la rete.

##Battery Banks control:

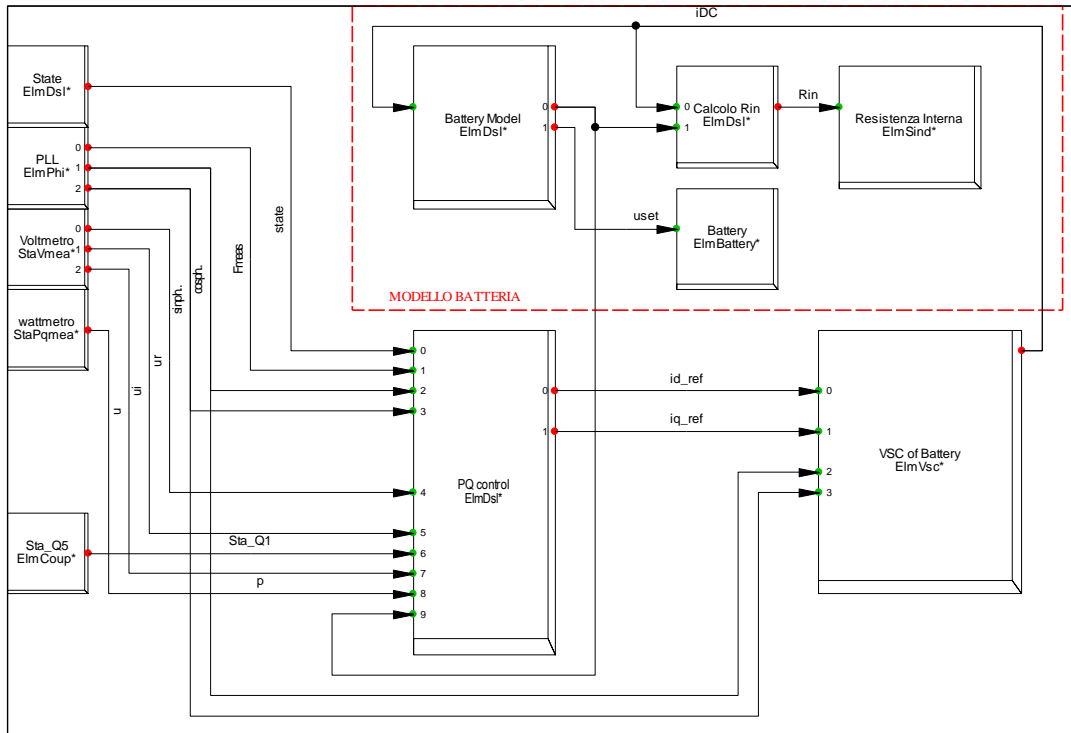


Fig. 3.40 Frame per la gestione del sistema di accumulo

### 3.5.1.1 Modello batteria

Nel frame appena illustrato, il modello della batteria racchiude i dispositivi e i relativi sistemi di controllo che servono per la modellizzazione del comportamento della batteria. Il generatore statico utilizzato presente in DgS (ElmBattey) permette di inserire dei valori di esercizio della batteria, quali la tensione nominale, la capacità, il numero di celle poste in serie e la resistenza interna. Vengono inseriti tutti i parametri (Tab. 2.5) tranne la resistenza interna, che viene appunto inserita “manualmente” in modo che essa possa essere caratterizzata in base al funzionamento della batteria e non sia “statica”.

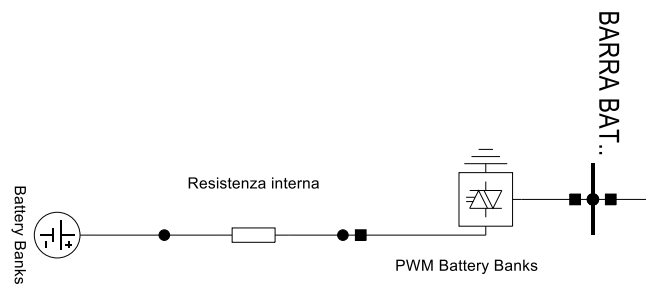


Fig. 3.41 Dettaglio sistema di accumulo in DgS

L’elemento resistivo posto in serie alla batteria presenta una resistenza nulla, che viene modificata direttamente con un comando esterno generato dall’apposito model per ogni variazione che avviene nel sistema.



#Battery Banks Model:

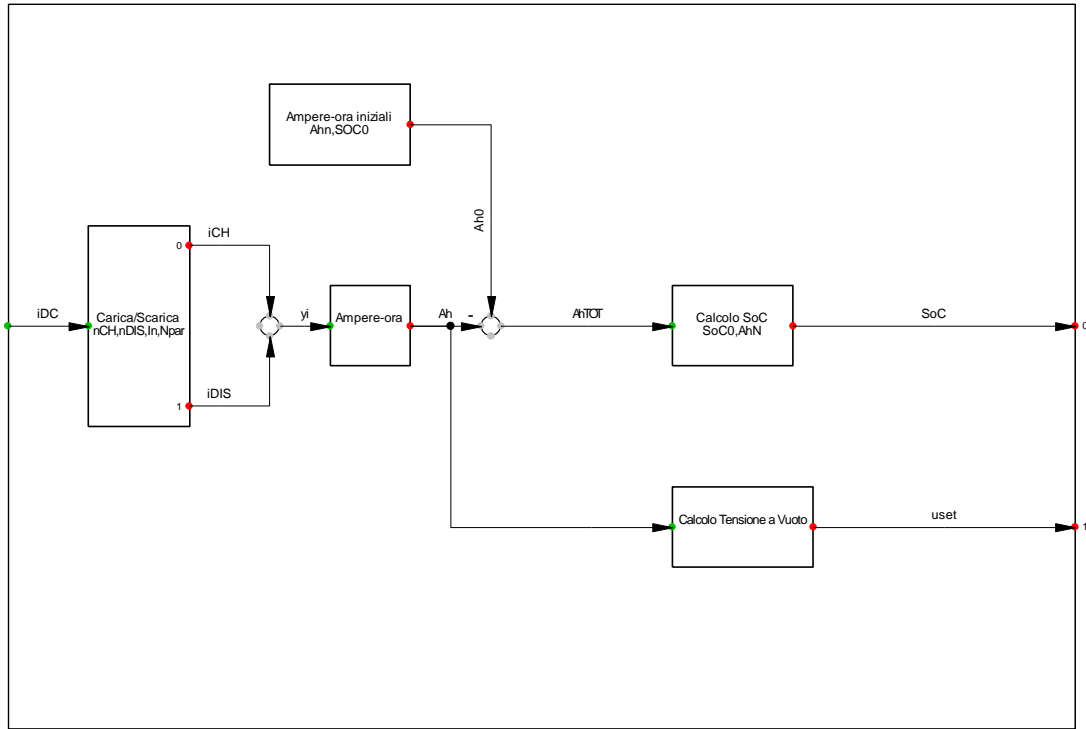


Fig. 3.42 Modello per il controllo del generatore "batteria"

In funzione del verso della corrente ( $iDC$ ) misurata ai morsetti dc dell’inverter, il controllo produce, considerando gli opportuni rendimenti di carica e scarica, il segnale  $iCH$  se sono in fase di carica oppure  $iDIS$  se sono in scarica. La corrente misurata viene anche scalata in base al numero di elementi posti in parallelo ( $Npar$ ), in modo da calcolare l’effettiva corrente che circola sulle celle in serie. Nel caso in esame, pur non conoscendo effettivamente i dettagli di installazione, si è ipotizzato in base ai dati a disposizione che ci siano 8 batterie poste in parallelo in modo da ottenere la capacità totale dichiarata.

Il segnale così prodotto viene integrato nel tempo con un blocco integratore in modo da determinare gli Ampere-ora reali che da una parte vengono confrontati con il riferimento iniziale determinato tramite il SOC in modo da capire se il SOC in quell’istante sta crescendo o diminuendo, dall’altra il segnale serve per la determinazione del setpoint ( $uset$ ) di tensione in p.u. per il generatore che rappresenta la batteria, utilizzando l’equazione  $V_{oc}=f(C)$  determinata precedentemente.

I segnali prodotti in uscita (SOC,  $uset$ ) vengono anche inviati al blocco per il calcolo della resistenza interna. All’interno del modello viene inserita l’equazione (3.16) ricavata precedentemente in modo che in uscita venga prodotto il segnale relativo alla resistenza dell’intero sistema di accumulo; successivamente il valore della resistenza di una cella determinato analiticamente viene moltiplicato per il numero di celle in serie e diviso per il numero di batterie in parallelo (disposizione delle celle con i parametri  $nPAR \rightarrow$  numero di “stringhe” in parallelo,  $nROW \rightarrow$  numero di celle in serie).

$$R_{int} = \frac{R_{cella} \cdot nROW}{nPAR} \tag{3.17}$$

### 3.5.1.2 Controllo dell’impianto di accumulo

In un unico modello vengono inseriti i controlli per la gestione dell’impianto. Come già argomentato, nel sistema installato nella MG sperimentale non è prevista una partecipazione attiva dei generatori alla fornitura di servizi di rete, in quanto solo il CHP ha la possibilità di funzionare in Master quando sia presente una situazione di isola.

Quindi tutti gli altri generatori lavorano con una logica di following seguendo dei segnali relativi a setpoint di potenza attiva e reattiva da mantenere. Ciò nonostante il modello sviluppato permette di attuare una logica diversa utilizzando lo stato logico degli ingressi *state* e *Sta\_QI*. Nel seguito si propone il controllore completo che prevede anche la partecipazione alla regolazione in rete e un sistema di controllo semplificato che tenta di riprodurre la risposta del sistema reale all’invio di setpoint PQ.

**Modello Completo**

Il modello prevede che in funzione dello stato logico degli ingressi *state* e *Sta\_QI* vengano attuate delle azioni o meno. Oltre all’attivazione dell’inverter stesso, è possibile determinare se debba essere effettuata regolazione di frequenza o meno. Nel caso si desiderasse far partecipare il sistema di accumulo alla regolazione, il segnale di frequenza misurato alla sbarra ac viene confrontato con il riferimento. In funzione dello scarto misurato, sulla base di una deadband impostata dall’utente, possono essere attuate due azione correttive con gradi di reazione diversi in modo da contrastare variazioni brusche o lievi con l’azione più adeguata, e cercare di riportare la rete alla condizione di regime. I blocchi utilizzati per l’azione di correzione sono dei PI con dei filtri e ritardi diversi. Partendo dal presupposto che il sistema di accumulo sia soggetto a danneggiamenti in caso si uscisse dal range di funzionamento consigliato dal costruttore, si utilizza il segnale di ingresso relativo allo stato di carica per determinare una limitazione sul setpoint di potenza. Infatti se il SOC è al di sotto del valore minimo non è permessa più l’erogazione, mentre se il SOC è pari al 100% non è permesso l’assorbimento.

Esiste anche la possibilità, tramite il controllo supplementare, di raggiungere un setpoint di potenza erogata o assorbita inserito dall’utente. Il controllo in questo caso viene effettuato cercando di ridurre grazie ad un blocco PI lo scostamento tra la potenza misurata ai morsetti ac e quella impostata. Come ulteriore controllo, grazie all’ingresso *Sta\_QI* è possibile indicare un livello di SOC che si vuole mantenere nei momenti di connessione con la rete di distribuzione nazionale. L’idea è quella di mantenere una certa riserva per il momento in cui si tornasse in isola anche per evento non intenzionale, e quindi fosse necessario effettuare regolazione come supporto al CHP.

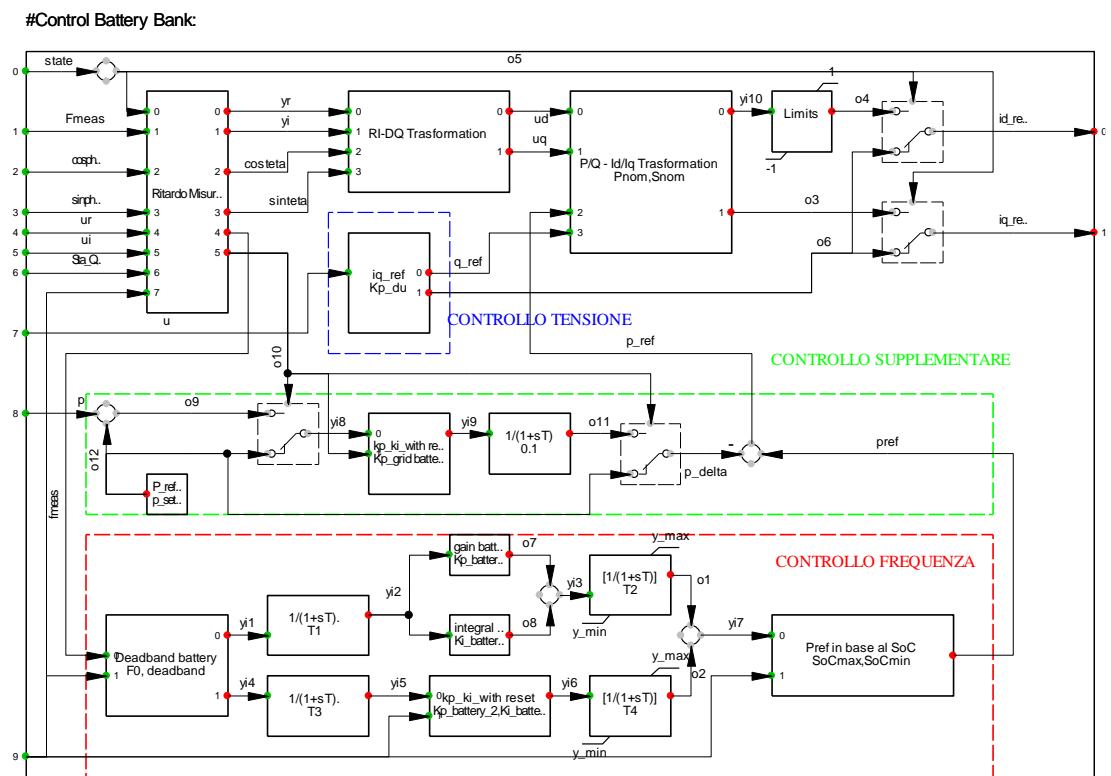


Fig. 3.43 Modello di controllo dell’inverter del sistema di accumulo

Il controllo di tensione è stato inserito con la possibilità di esclusione tramite modifica dei parametri di macchina; esso permette di determinare un segnale di riferimento  $q_{ref}$  relativo alla potenza reattiva che si vuole erogare o assorbire per cercare di ridurre una perturbazione sulla tensione alla sbarra MG. Gli altri blocchi presenti nel modello hanno lo scopo di generare i segnali di corrente nel sistema di riferimento dq da inviare all'inverter sulla base dei riferimenti di potenza.

**Modello semplificato**

La risposta dell'impianto BESS è sicuramente rapida proprio per la capacità di adattarsi alla richiesta di potenza in breve tempo. Le limitazioni sulla rapidità di erogazione o assorbimento possono essere date dal costruttore al fine di non danneggiare la batteria o ridurne la vita utile. Detto ciò, con questo modello si vuole riprodurre la risposta dell'impianto quando lavora con funzionalità following. Per fare ciò il modello completo è stato adattato ad una logica più semplice che produca un segnale di riferimento di potenza con un andamento del secondo ordine ricavato dal gruppo di ricerca del Politecnico di Bari. Come si vede dalla Fig. 3.44 (riquadro rosso), il setpoint di potenza è inserito in un blocco gestibile da remoto e grazie all'ingresso *limite* è possibile limitare l'uscita in modo da mantenere il sistema in sicurezza come già spiegato nel modello completo. Il riferimento è quindi inviato al sistema del secondo ordine che definisce la risposta del sistema. In aggiunta è stato inserito un limitatore che ha la funzione di salvaguardare l'impianto da errori umani di impostazione di setpoint; in questo modo anche se si richiede all'impianto di produrre una potenza superiore alla nominale, interviene il controllo che ne impedisce il superamento.

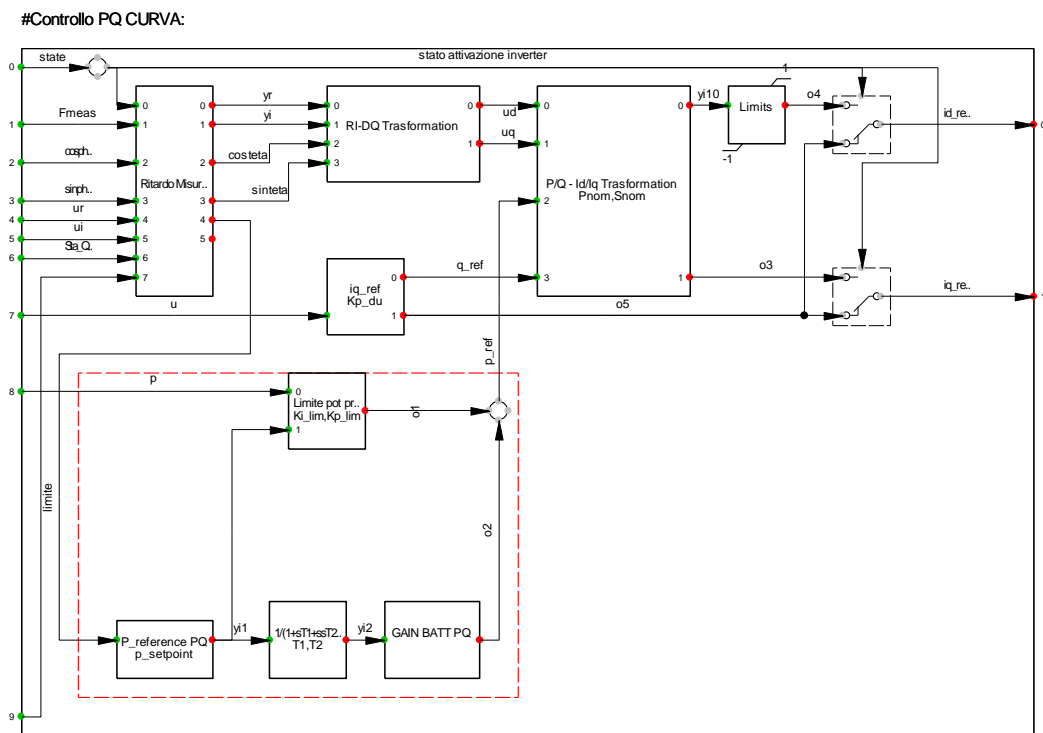


Fig. 3.44 Modello semplificato per il controllo dell'inverter del sistema di accumulo

Il modello del secondo ordine nel dominio del tempo implementato in DgS è:

$$\ddot{P}(t) + 22.3\dot{P}(t) + 120.8P(t) = 4.01P_{set}(t) \tag{3.18}$$

È stato comunque mantenuto un controllo di tensione proporzionale alla deviazione misurata che però di default è disabilitato. Il resto del modello rimane invariato per la generazione dei segnali di pilotaggio dell'inverter.



## 4 VALIDAZIONE E SETTING DEI MODELLI

La validazione dei modelli proposti per la gestione della microgrid sperimentale è stata una fase delicata e ha richiesto particolare attenzione per la determinazione dei parametri con lo scopo di restituire un sistema stabile che riproducesse in modo fedele il comportamento reale della MG.

La validazione è supportata da risposte dinamiche reali ottenute da misurazioni effettuate sul campo durante il soggiorno presso il Politecnico di Bari nei laboratori del PrInCE dal 28 febbraio al 02 marzo 2018. In questo capitolo verranno quindi confrontati i risultati ottenuti tramite software DIGSILENT con le misure reali acquisite, e successivamente elaborate, con l'ausilio di Simulink.

### 4.1 Sistema di misurazione e validazione

La gestione e il monitoraggio dell'impianto sono possibili localmente a bordo macchina mediante pannelli interattivi, oppure da remoto, ovvero dalla sala di controllo dove è possibile operare sul sistema SCADA. Tramite questo sistema è possibile determinare le modalità di funzionamento della MG e controllare lo stato dell'impianto nella sua completezza, ovvero controllare lo stato e i parametri di tutti gli elementi descritti nel capitolo 2; inoltre il sistema offre la possibilità di effettuare delle misurazioni e visualizzare i profili delle grandezze di interesse. In merito al rilievo delle caratteristiche bisogna sottolineare come questo sistema non effettui una campionatura con periodo fisso, ma varia in funzione degli eventi che perturbano la rete. Inoltre tutto il sistema presenta dei ritardi nelle comunicazioni, quindi per effettuare delle misurazioni precise è preferibile utilizzare strumenti dedicati. La schermata di gestione dell'impianto è la seguente:

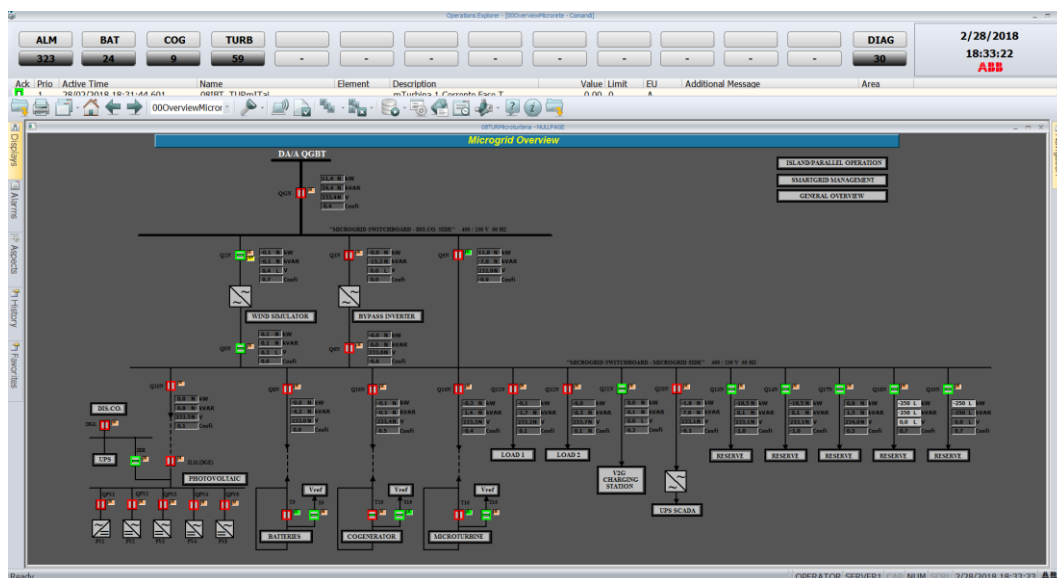


Fig. 4.1 Schema impianto nella piattaforma SCADA

La strumentazione utilizzata durante le prove sul campo è (Fig. 4.2):

- Oscilloscopio digitale TELEDYNE LECROY HDO6000;
- Sonda differenziale PINTEK DP-25;
- Pinza amperometrica FLUKE i410.



Fig. 4.2 Immagine del sistema di misura durante le prove

Considerato che i modelli sviluppati sono riferiti al funzionamento delle singole macchine, per la validazione, si eseguono delle simulazioni RMS inerenti a dei test reali effettuati sui singoli dispositivi in modo da determinare la loro risposta dinamica nel sistema. Per questo motivo, le misurazioni reali vengono eseguite a partire da una condizione stazionaria della rete e si impone la variazione di una singola grandezza sulla singola macchina. Alla fine del capitolo si rappresentano anche delle simulazioni in cui più dispositivi della rete sono chiamati a variare il loro stato operativo.

## 4.2 Batteria

Come introdotto nel paragrafo 3.5, il BESS è un sistema con una risposta dinamica relativamente veloce. Il sistema installato nella MG sperimentale funziona in modalità following grazie all'inserimento dei setpoint di potenza attiva (P) e reattiva (Q) nel sistema di controllo SCADA. Le misure sul sistema di accumulo sono state fornite direttamente dal gruppo di ricerca del Politecnico insieme ai comandi imposti.

Le misurazioni vengono effettuate in due modi, ovvero direttamente dal sistema di controllo messo a disposizione dal C-BESS, secondo una schermata tipo quella di Fig. 4.3, e tramite il sistema di misura precedentemente presentato.

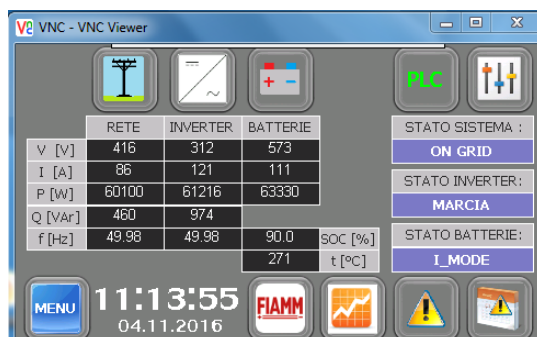


Fig. 4.3 Schermata sistema di controllo e misura BESS

I risultati ottenuti sono riportati in tabella:

	SET POINT		MISURE				
	$P_o$ [kW]	$P_{fin}$ [kW]	$P_o$ [kW]	$P_{fin}$ [kW]	$SOC_0$ [%]	$V_{avg}$ [V]	$I_{avg}$ [A]
Test 2	20	50	20	50	84	400	71
Test 3	50	60	50	60	82	400	82
Test 13	50	-50	50	-50	59,8	400	73
Test 14	-50	50	-50	50	69,6	400	72
Test 15	60	-60	60	-57	45	400	84
Test 16	-60	60	-57	60	45,6	400	85
Test 17	60	50	60	50	44	400	72
Test 18	50	60	50	60	43	400	86
Test 19	60	10	60	10	41,4	400	16
Test 20	10	60	10	60	40,7	400	86
Test 21	10	-10	10	-9,8	39,7	400	15,1
Test 22	-10	-60	-10	-57	39,7	400	83,4
Test 23	60	10	57,4	10	41	400	15

Tab. 4.1 Misure sul sistema di accumulo

Il numero di test eseguiti per questo elemento risultano abbondanti, quindi si è preferito utilizzare alcuni di questi per la valutazione dei modelli del secondo ordine forniti e il settaggio dei parametri, altri per la validazione finale.

## 4.2.1 Setting modello BESS

### 4.2.1.1 Test 14

Questa prova risulta abbastanza impegnativa per la batteria che stava inizialmente assorbendo 50 kW e dopo il transitorio deve erogare 50 kW. Nella Fig. 4.4 si rappresenta la potenza misurata sul BESS convenzionato come generatore e il transitorio tra i due punti di lavoro che risulta essere di circa 170 ms.

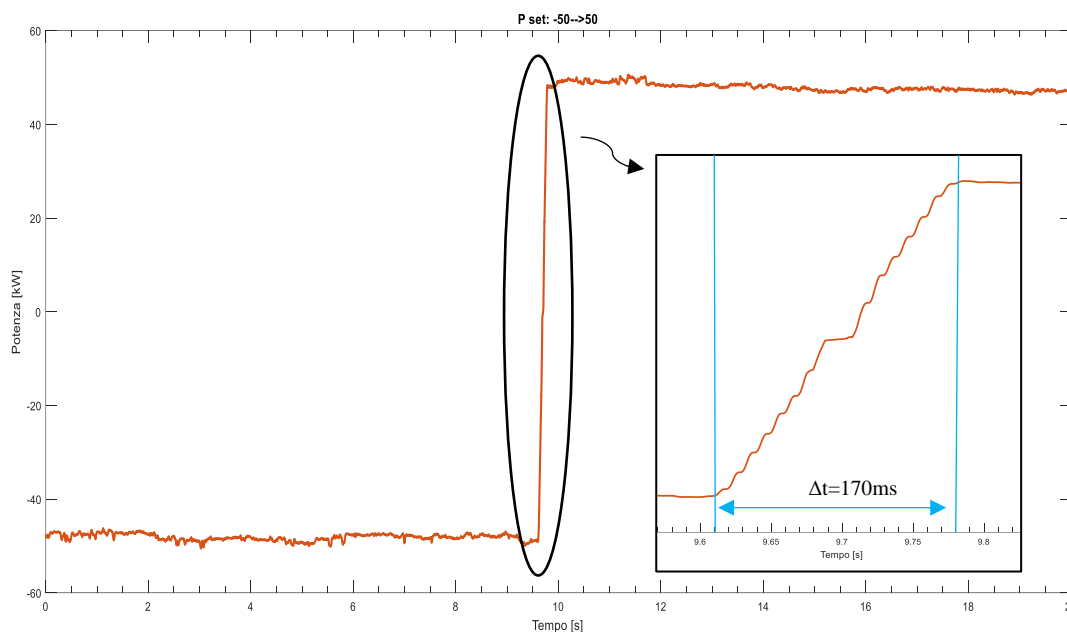


Fig. 4.4 Profilo della potenza misurata del BESS nel Test 14

Nella simulazione in DgS non è stato utilizzato lo stesso istante di tempo per l'invio del nuovo setpoint al sistema di accumulo in quanto difficile da individuare e non costante tra i vari test. Per le simulazioni si ha che l'istante in cui si invia il comando di attivazione della macchina, con relativo setpoint iniziale, è  $t=0$  s, mentre la variazione avviene all'istante  $t=10$  s.

Partendo dal modello del secondo ordine inserito nel regolatore di potenza dell'impianto (Fig. 3.44), si ottiene il seguente profilo.

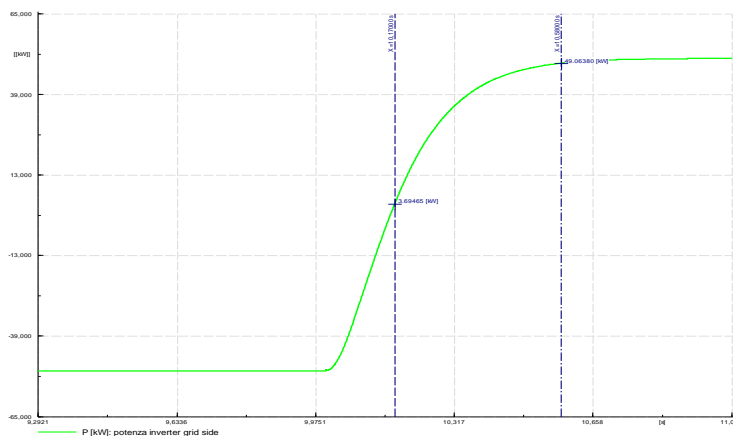


Fig. 4.5 Profilo potenza attiva ottenuto con modello default

Si nota immediatamente come la risposta sia più lenta rispetto a quella misurata. Aiutandosi con le due linee di riferimento inserite nel grafico (Fig. 4.5), dove la prima indica il tempo di 170 ms dopo aver impostato il nuovo setpoint e la seconda il raggiungimento della condizione di regime per il caso in esame, si osserva che con il modello default il transitorio si conclude in circa 580 ms. Si procede quindi ad un aggiustamento euristico dei parametri ottenendo i risultati presentati di seguito.



Settaggio	Gain G [p.u.]	Cost. tempo T1 [s]	Cost. tempo T2 [s]
default	1.00745	0.1846	0.008278
modificato	1	0.041	0.00001

Tab. 4.2 Parametri modello regolazione PQ BESS

Il profilo della potenza attiva nella nuova condizione risulta:

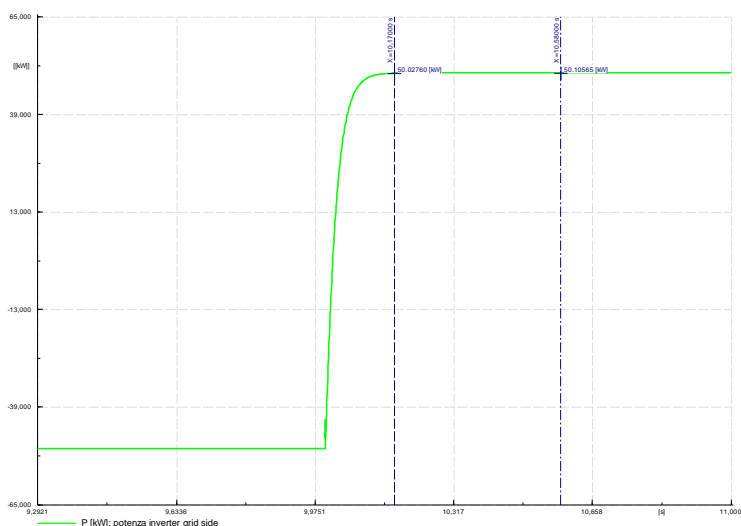


Fig. 4.6 Profilo potenza attiva ottenuto con modifica dei parametri

Inoltre nella Fig. 4.7 si possono apprezzare gli andamenti delle altre grandezze del sistema di accumulo. In particolare, partendo dall'angolo alto a sinistra, individuiamo:

- profilo di tensione lato ac e dc dell'inverter: prima della variazione di setpoint, assorbendo potenza, la tensione ac cala mentre quella del bus dc aumenta, rimanendo comunque entro i range imposti dal costruttore del sistema di accumulo. Successivamente la situazione si inverte;
- profilo di potenza: si può vedere come il sistema non eroghi o assorba potenza reattiva come da richiesta;
- stato di carica: in questo caso non si riesce a distinguere bene la variazione, ma eseguendo uno zoom, si può osservare un aumento a rampa;
- tensione interna della batteria: il profilo rispetta il comportamento atteso.

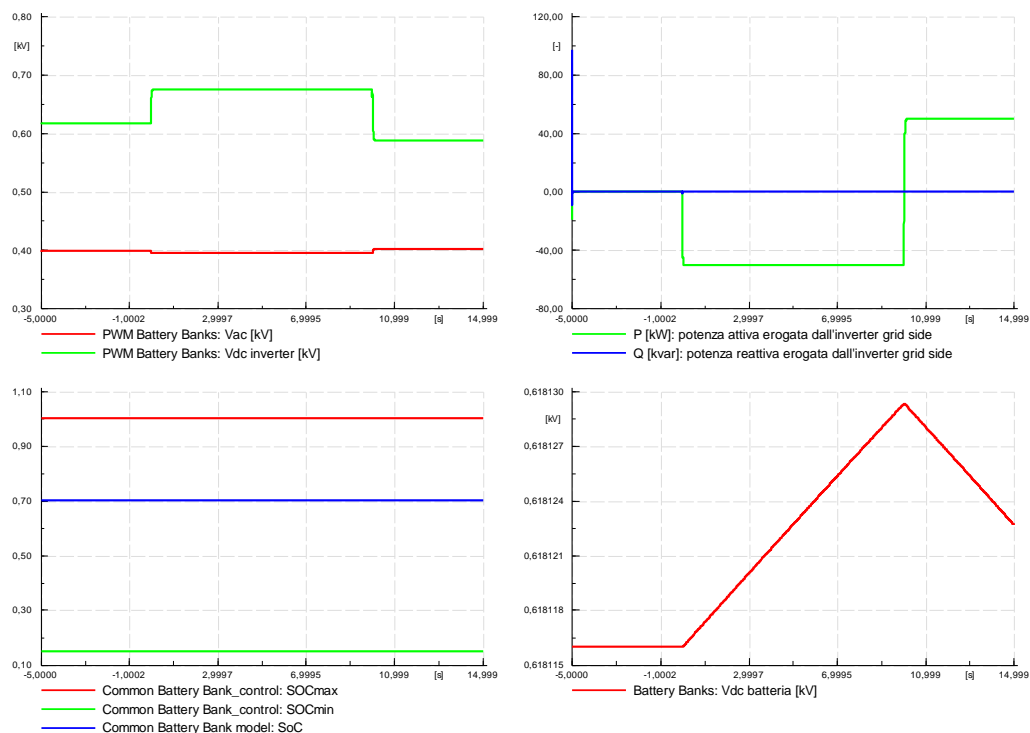


Fig. 4.7 Grandezze del sistema di accumulo

#### 4.2.1.2 Test 3

Nel secondo test il profilo di potenza misurata risulta il seguente:

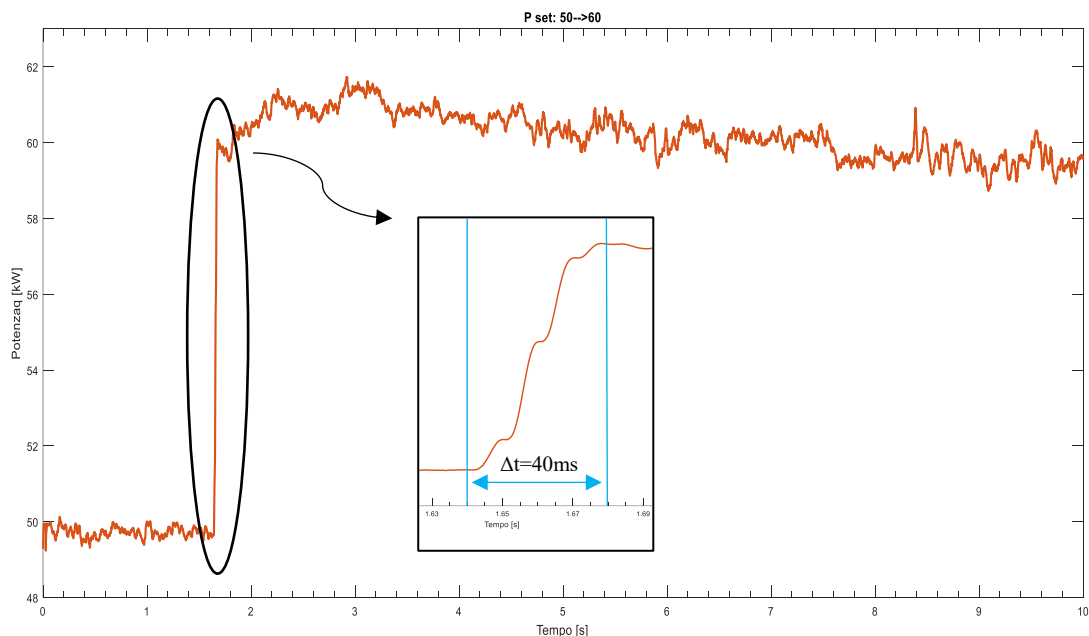


Fig. 4.8 Profilo della potenza misurata del BESS nel Test 3

In questo test, dove si varia il setpoint di potenza attiva in modo da erogare 50 kW con un  $\Delta P = 30\text{ kW}$ , si osserva che il tempo impiegato dal sistema per raggiungere la nuova condizione operativa è minore rispetto al precedente. Questo indica che, come è lecito aspettarsi, la dinamica del dispositivo dipende

dal  $\Delta P$  richiesto. È quindi presumibile che si debbano utilizzare dei tempi di risposta diversi in funzione del  $\Delta P$  al fine di rappresentare in maniera fedele il comportamento del dispositivo.

Partendo dal modello del secondo ordine inserito nel regolatore di potenza dell'impianto (Fig. 3.44), si ottiene il seguente profilo, dove è stato cambiato il setpoint (P,Q) per ottenere la condizione voluta.

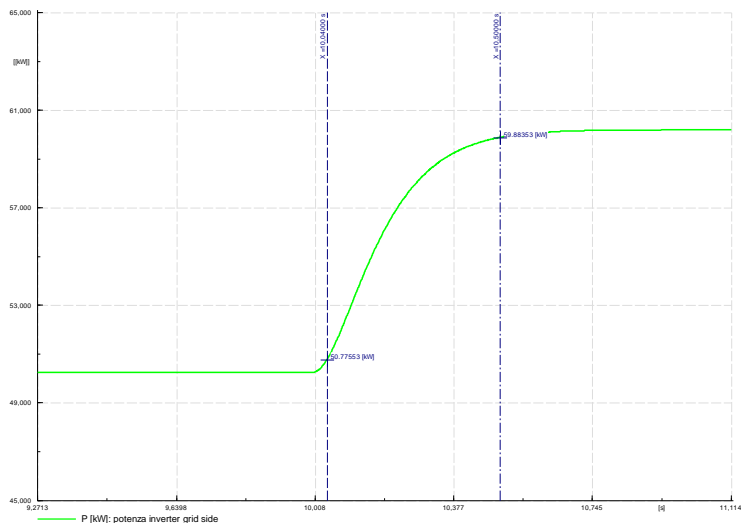


Fig. 4.9 Profilo potenza attiva ottenuto con modello default

Anche in questo caso la risposta ottenuta con il modello default è troppo lenta rispetto alla condizione misurata. La condizione di regime viene raggiunta dopo circa 500 ms. Si procede quindi alla modifica dei parametri secondo la seguente tabella:

Settaggio	Gain G [p.u.]	Cost. tempo T1 [s]	Cost. tempo T2 [s]
modificato	1	0.002	0.000001

Tab. 4.3 Parametri del modello di regolazione PQ BESS; seconda modifica

La risposta ottenuta è la seguente, dove dopo 40 ms si può ritenere il transitorio finito:

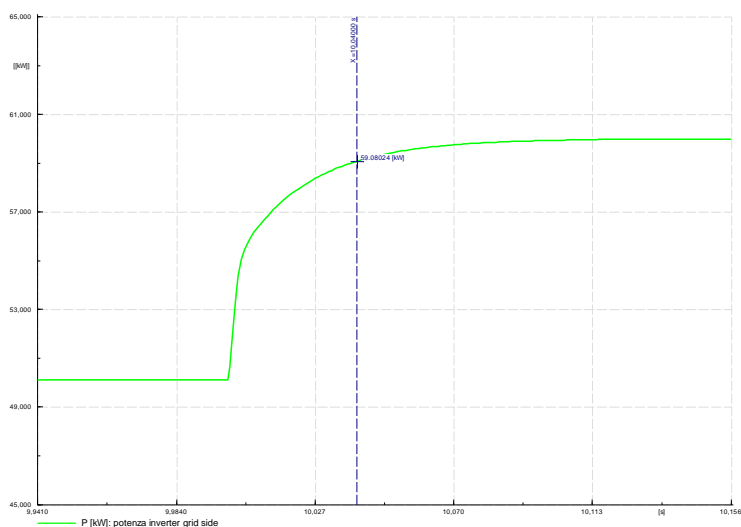


Fig. 4.10 Profilo potenza attiva ottenuto con seconda modifica dei parametri

Inoltre nella Fig. 4.11 si possono apprezzare gli andamenti delle altre grandezze del sistema di accumulo. In particolare, partendo dall'angolo alto a sinistra, individuamo:

- profilo di tensione lato ac e dc dell'inverter: in questo caso eroga sempre potenza, ma aumentando la richiesta di erogazione, la tensione ac aumenta mentre quella del bus dc cala;
- stato di carica: in questo caso è stato riportato lo zoom della zona interessata e si osserva il comportamento precedentemente descritto, ovvero il SOC inizia a calare in quanto sto erogando sempre potenza.

Riassumendo, si può dire che il modello del secondo ordine fornito ed inserito opportunamente nel software, non permette la riproduzione del comportamento reale del sistema. Per questo motivo si assumono dei parametri diversi che garantiscono delle risposte in accordo con le misure eseguite e in particolare si individuano due possibili settaggi in funzione del  $\Delta P$  richiesto al sistema di accumulo; per questo motivo è opportuno modificare il controllore in modo che esso possa in autonomia scegliere i parametri migliori ad ogni evenienza.

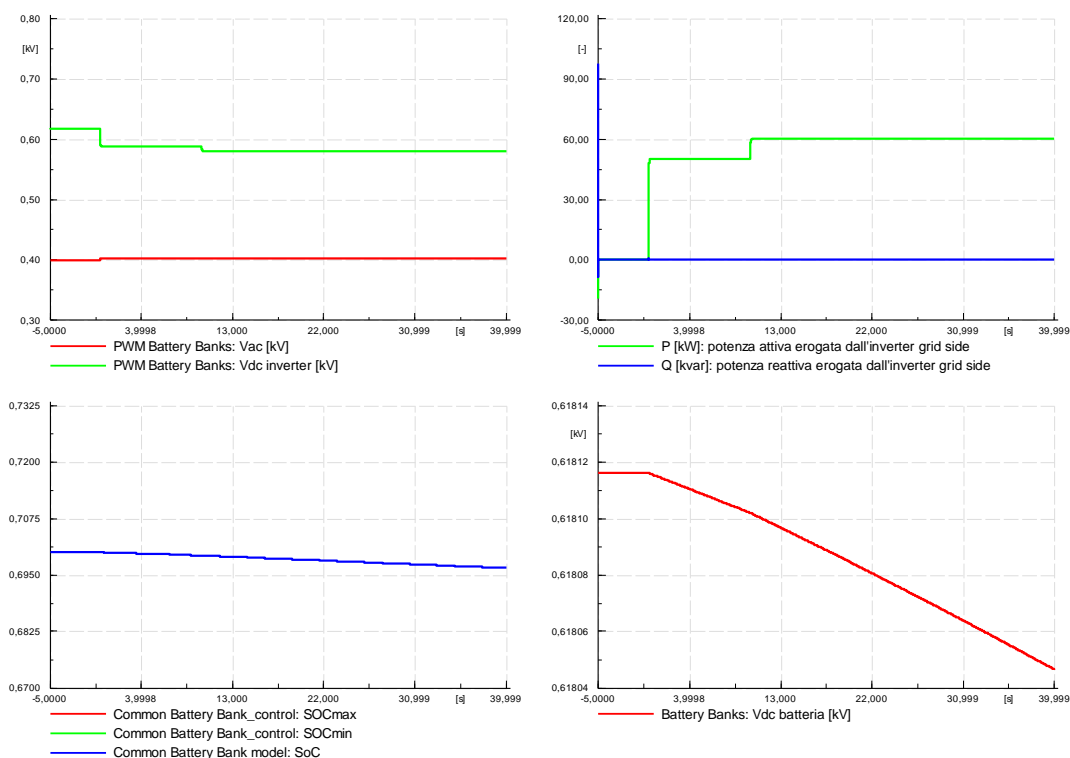


Fig. 4.11 Grandezze del sistema di accumulo

## 4.2.2 Validazione del modello BESS

Per validare il modello e i parametri ricavati, si sfruttano altre misurazioni eseguite sul sistema di accumulo e si verifica che la risposta ottenuta con il simulatore in DgS sia comparabile.

### 4.2.2.1 Test 2

In questo Test si richiede al sistema di accumulo un aumento della potenza erogata alla sbarra ac. Come si evince dalla Fig. 4.12 il transitorio dura all'incirca 60 ms, inoltre il  $\Delta P$  non è eccessivo, quindi siamo in condizioni simili al Test 3.

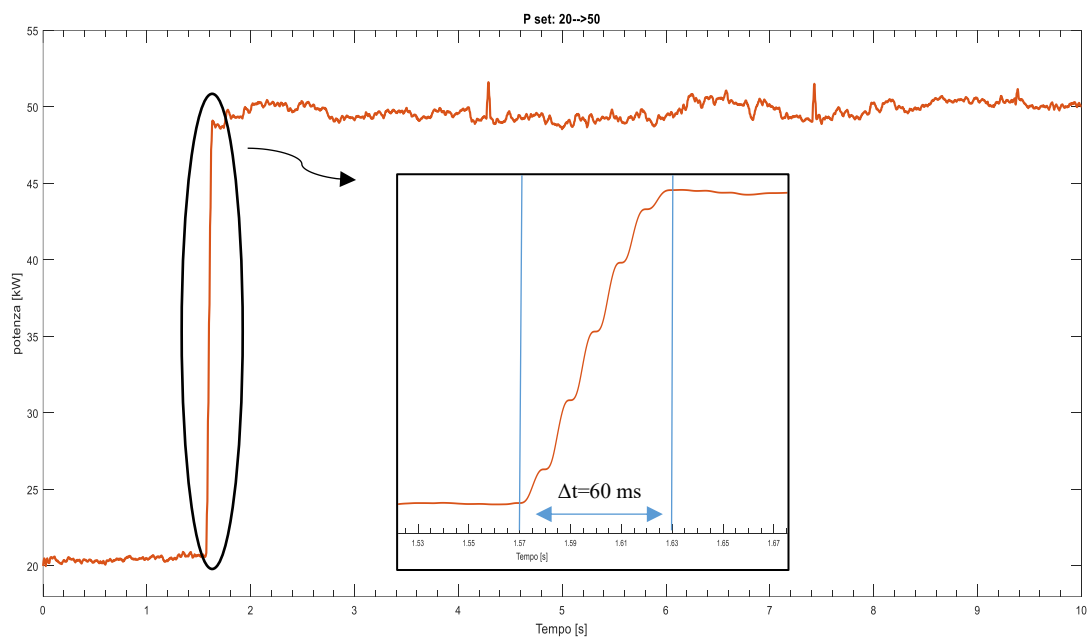


Fig. 4.12 Profilo della potenza misurata del BESS nel Test 2

Per completezza si riporta la risposta ottenuta con i parametri di default (Fig. 4.13) dove sono stati inseriti due assi: il primo per riconoscere i 60 ms dopo l'invio del comando e il secondo per identificare la fine del transitorio. Anche per questo test si può affermare che il modello default è troppo lento. Successivamente in Fig. 4.14 si osserva la risposta ottenuta utilizzando i parametri modificati di Tab. 4.3.

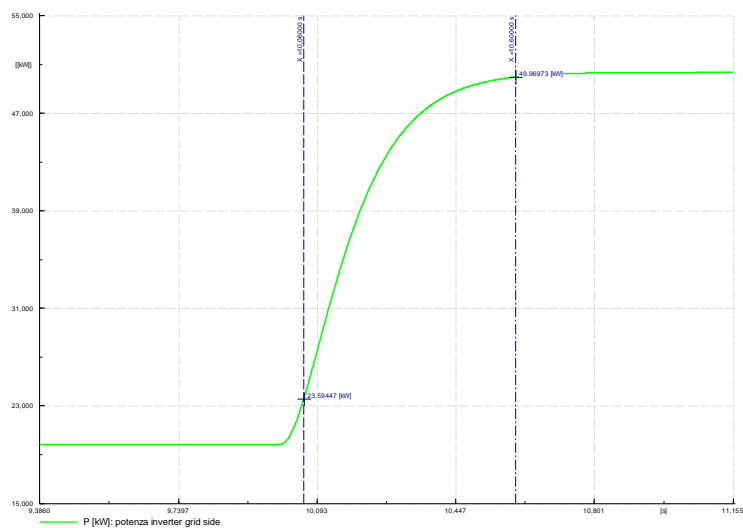


Fig. 4.13 Profilo potenza attiva ottenuto con parametri default

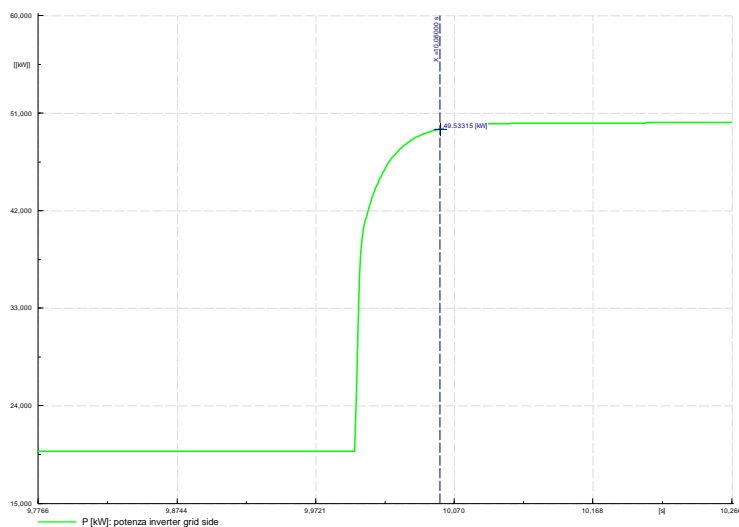


Fig. 4.14 Profilo potenza attiva ottenuto con parametri stimati

#### 4.2.2.2 Test 22

Questo secondo caso di validazione prevede una maggiore variazione del setpoint di potenza assorbita dalla batteria; essendo il  $\Delta P$  maggiore ci si aspetta che il transitorio tra una condizione operativa e l'altra sia maggiore del caso precedente. Infatti osservando la Fig. 4.15 si vede che esso avviene in circa 110 ms.

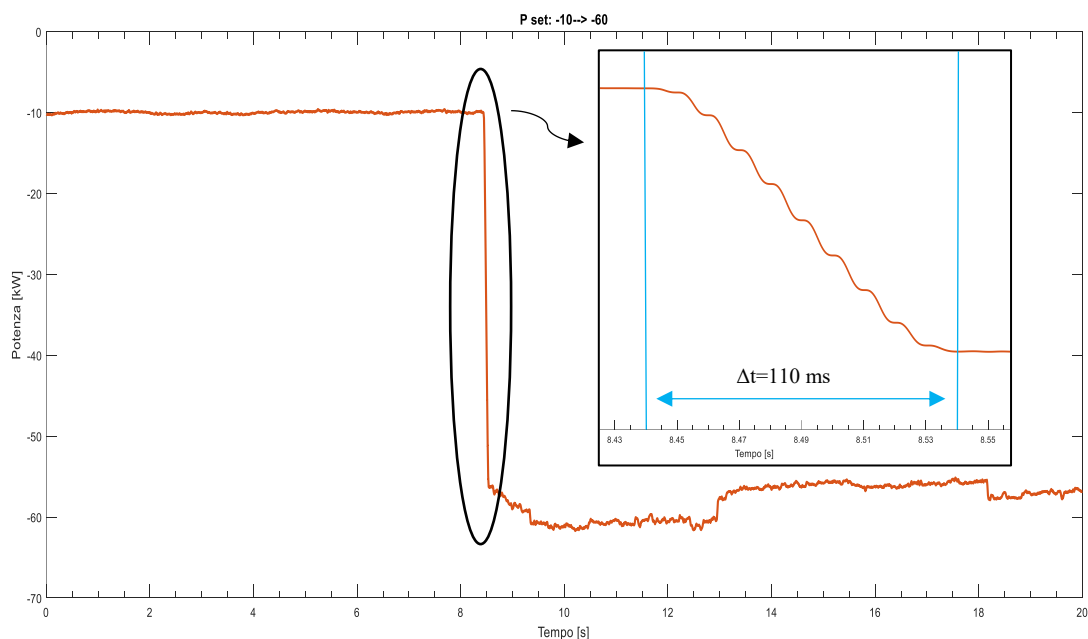


Fig. 4.15 Profilo della potenza misurata del BESS nel Test 22

Non si ritiene più interessante dimostrare l'inadeguatezza dei parametri di default per il modello, perciò si adottano i parametri ricavati in Tab. 4.2, cioè quelli adatti a evoluzioni più lente, e si ottiene la risposta di Fig. 4.16; si apprezza come i parametri precedentemente stimati permettano di ottenere una risposta che approssima bene il profilo di potenza misurato.

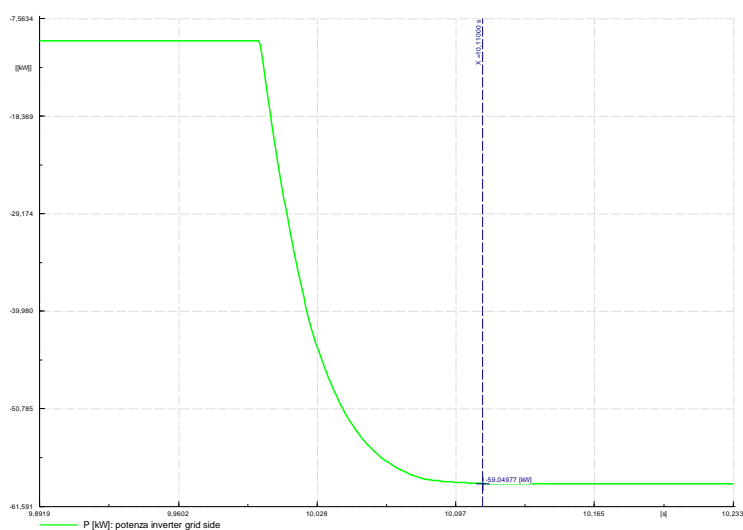


Fig. 4.16 Profilo potenza attiva ottenuto con parametri stimati

### 4.3 Microturbina

L’impianto con generazione da microturbina viene pilotato tramite dei setpoint imposti dall’utente tramite sistema SCADA, grazie al quale è poi possibile ottenere delle misurazioni inerenti alla potenza scambiata con la rete, tensione e corrente alla sbarra ac dell’inverter di interfaccia con la MG, ma anche valori più specifici sul sistema termico. Con le prove effettuate è stato possibile individuare il profilo di potenza scambiata con la microgrid e la velocità di rotazione del generatore PMSG.

Nella seguente figura si possono osservare i profili di potenza elettrica erogata dall’impianto (curva verde) e di velocità di rotazione del generatore (curva rossa).

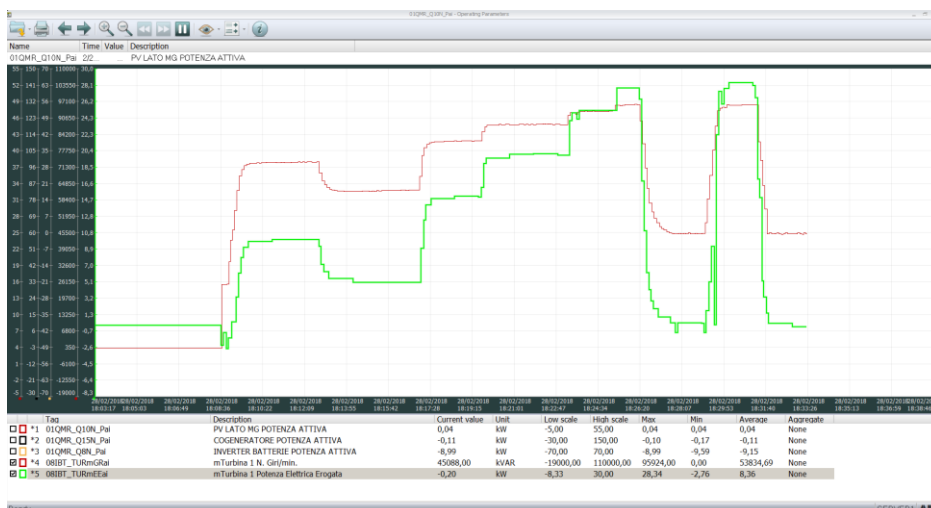


Fig. 4.17 Rilievo caratteristiche operative della microturbina con sistema SCADA

Tramite il sistema SCADA è stato possibile identificare alcuni punti della caratteristica potenza erogata (kW) – velocità di rotazione (krpm) che vengono riportati in Tab. 4.4; interpolando i punti di funzionamento trovati è possibile verificare la bontà del modello utilizzato in fase di progettazione.

Potenza [kW]	Velocità di rotazione [krpm]
0,3	45,000
5	62,070
10	73,092
15,1	81,686
20	89,200
25,1	94,294
27,7	95,758
28,3	95,820

Tab. 4.4 Rilievo punti di lavoro della microturbina

Come si può osservare dalla Fig. 4.18, la differenza tra la caratteristica proposta in [55] (che propone un modello di microturbina di taglia simile), e il rilievo sperimentale è piccola ( $\approx 3\%$ ) e comunque come argomentato nel capitolo 3, questa differenza potrebbe anche essere associata alla dipendenza delle prestazioni della microturbina dalle condizioni ambientali.

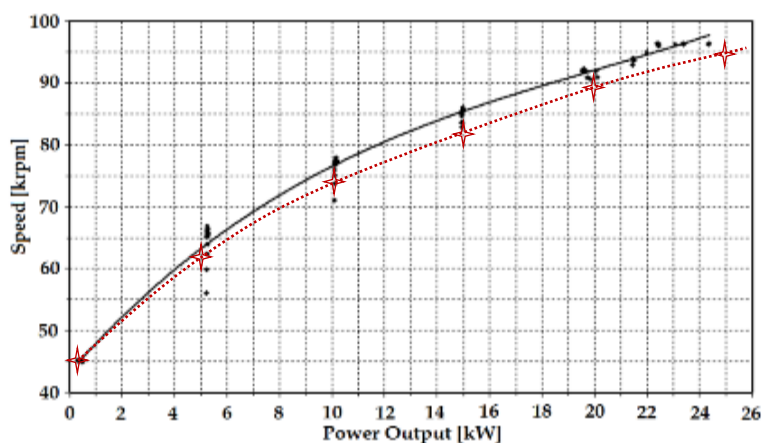


Fig. 4.18 Verifica caratteristica potenza-velocità di rotazione rispetto al modello implementato

#### 4.3.1 Setting e validazione dei modelli

Per ottenere un rilievo più preciso della caratteristica dinamica della microturbina sono stati eseguiti due test variando i setpoint (P,Q) come riportato in Tab. 4.5. La misurazione in questo caso viene effettuata mediante la strumentazione da laboratorio che ha sicuramente tempi di campionatura più veloci rispetto allo SCADA, in modo da ottenere dei dati migliori.

	SET POINT		MISURE	
	P <sub>o</sub> [kW]	P <sub>fin</sub> [kW]	P <sub>o</sub> [kW]	P <sub>fin</sub> [kW]
Test 1	10	20	9,7	19,4
Test 2	20	10	19,4	9,7

Tab. 4.5 Test eseguiti sulla microturbina



I due test sono riferiti ad un  $\Delta P=10$  kW.

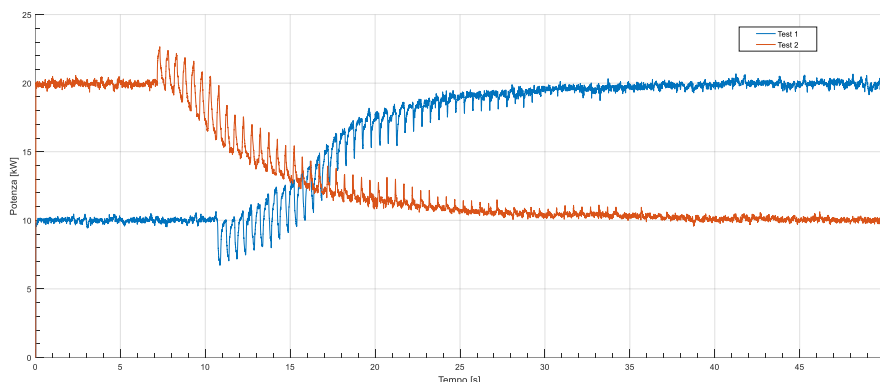


Fig. 4.19 Misura del transitori di potenza erogata dalla microturbina durante i Test

Dal rilievo (Fig. 4.19) si può osservare che ci sono una serie di picchetti di potenza che possono essere associati alla potenza assorbita dal compressore di gas in ingresso alla camera di combustione. Tale comportamento è stato riscontrato anche nel profilo registrato dal sistema SCADA (Fig. 4.17), infatti in corrispondenza a variazioni crescenti di potenza erogata si nota un assorbimento. Effettuando simulazioni in regime RMS tale comportamento non è possibile simularlo, soprattutto perché creerebbe instabilità nel sistema. Si può anche notare come la risposta non sia particolarmente veloce e duri per un tempo  $T \approx 20$  s con andamento analogo sia per incremento che decremento di potenza.

Considerato che le misure sono state eseguite nello stesso range di potenze, le simulazioni inerenti alla variazione dei setpoint, vengono eseguite in successione in modo da produrre sullo stesso grafico sia l'incremento che il decremento di potenza; ovviamente esiste una fase iniziale in cui il generatore si porta a regime, producendo la potenza di 10 kW. Si parte quindi dal modello presentato in 3.3.2. e nel blocco del secondo ordine che serve a riprodurre la risposta della microturbina allacciata alla MG, vengono utilizzati i parametri forniti di default. La risposta ottenuta è la seguente:

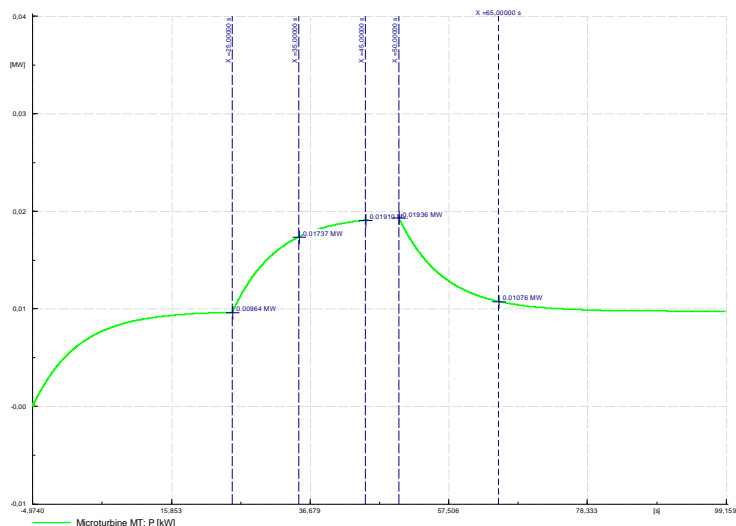


Fig. 4.20 Profilo di potenza attiva ottenuto con parametri di default

Una volta che il generatore si è assestato ad una potenza di circa 10 kW, all'istante  $t=25$  s si invia il nuovo setpoint alla macchina.

Nella Fig. 4.20 è possibile individuare un asse di riferimento per il momento in cui la macchina ha quasi raggiunto il nuovo valore di regime ( $t=45$  s). Successivamente all'istante  $t=50$  s si invia il secondo riferimento alla macchina che inizia così a ridurre la potenza prodotta.

Dall'analisi effettuata si può affermare quindi che in questo caso il modello del secondo ordine con i parametri forniti rappresenta con buon grado di precisione la risposta reale dell'impianto, anche se nel profilo misurato la variazione di potenza appena dopo l'invio del setpoint è più "dolce" e raggiunge prima valori vicini al setpoint impostato.

Nella Fig. 4.21 si può analizzare il comportamento globale dell'impianto; dall'alto verso il basso si distinguono gli andamenti di:

- Potenza prodotta: il riferimento della potenza reattiva è impostato a zero è quindi il generatore non ne eroga o assorbe, mentre il profilo della potenza attiva rispecchia quello appena analizzato;
- Tensione sulla sbarra ac dell'inverter lato rete: gli scostamenti di tensione dal valore di riferimento di 400V sono piccoli e l'aumento o decremento del modulo è legato all'immissione di potenza in rete;
- La frequenza è praticamente fissa a 50Hz;
- Tensione sulla sbarra dc dell'inverter: anche in questo caso si osservano delle variazioni dell'ordine di 1 V per variazioni di potenza erogata.

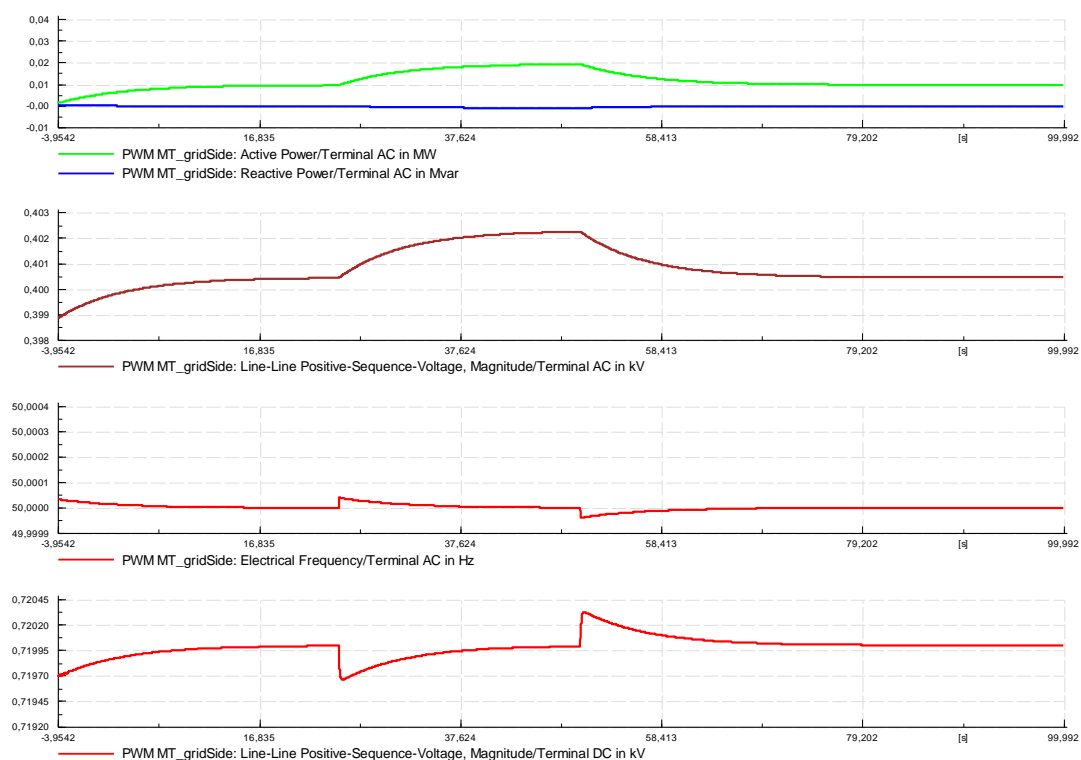


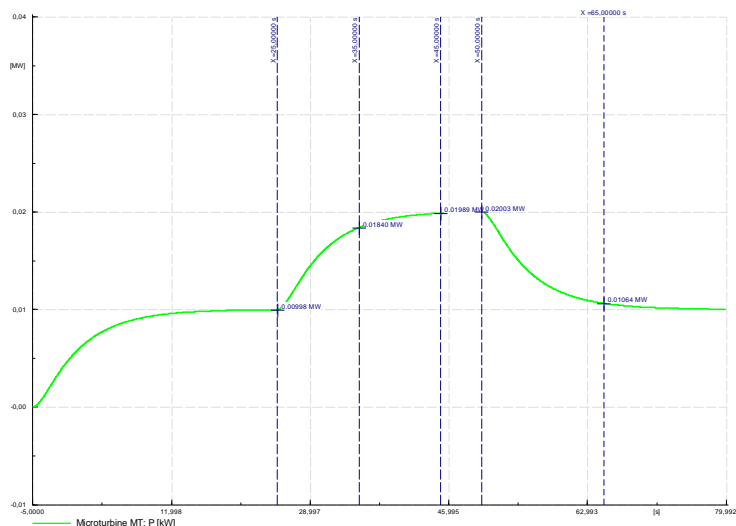
Fig. 4.21 Grandezze del sistema microturbina

Volendo adattare meglio il modello riproducendo il ritardo iniziale sulla variazione di potenza a seguito del cambiamento del setpoint, sono state eseguite ulteriori simulazioni che hanno permesso l'individuazione dei seguenti parametri.

Settaggio	Gain G [p.u.]	Cost. tempo T1 [s]	Cost. tempo T2 [s]
default	0.97396	6.661	0.052
modificato	1	6	5

Tab. 4.6 Parametri per la regolazione PQ della microturbina

Nella seguente figura si può osservare il nuovo profilo della potenza prodotta dalla MT.



Tab. 4.7 Profilo di potenza ottenuto con parametri stimati

La modifica dei parametri ha permesso di ritardare l’inizio della variazione di potenza erogata a seguito dell’inizio del nuovo setpoint, inoltre si può osservare l’asse di riferimento a  $t=35$  s il quale mette in risalto il miglioramento della caratteristica rispetto alla precedente se confrontata con le misurazioni. Infatti dalle misurazioni si vede che già dopo 15 s dell’inizio del setpoint si raggiunge un valore di regime.

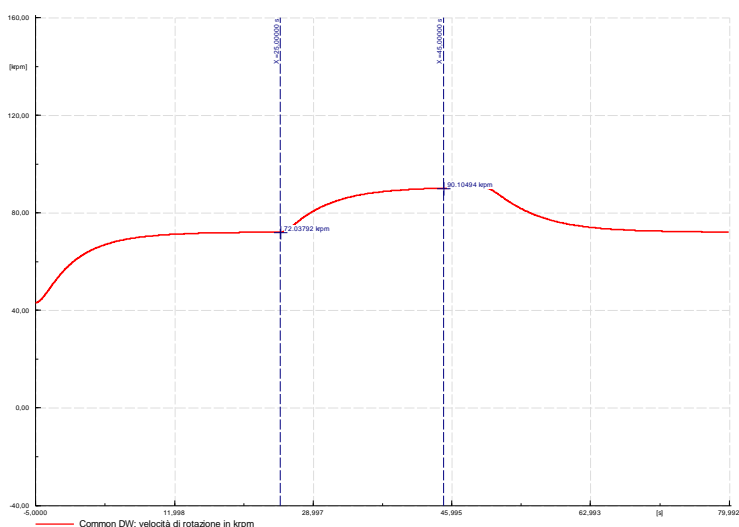


Fig. 4.22 Profilo della velocità di rotazione ottenuto in DgS

Nella Fig. 4.22 è riportato l’andamento della velocità di rotazione dell’albero della microturbina simulata in DgS: il profilo e i valori raggiunti sono comparabili con le misurazioni effettuate.

## 4.4 CHP

L'impianto di cogenerazione è l'elemento più complesso per lo studio della risposta alle perturbazioni, infatti è l'elemento abilitato ad un doppio funzionamento: master e follower. Come argomentato nel capitolo 3, le due modalità di funzionamento e i tempi di reazione sono completamente diversi. Proprio per questo motivo sono state riscontrate delle difficoltà (presentate di seguito) nel rappresentare l'impianto e le corrispondenti risposte nel software. Considerate le funzionalità di questo elemento, sono state eseguite tre prove:

- *Modalità Master*: il generatore ha il compito di sostenere con una regolazione V-f la rete quando la MG si trova in isola. La prova per registrare la risposta dinamica consiste nella variazione a gradino del carico;
- *Modalità following*: il generatore eroga potenza in funzione del setpoint (P,Q) inviato dal sistema centrale e non effettua nessuna regolazione;
- *Transizione parallelo-isola*: questa prova è stata eseguita per dimostrare la solidità del sistema nella transizione verso una condizione di isola. Il transitorio avviene in due modi, ovvero con modalità bumpless, sfruttando il convertitore back to back di interfaccia con la rete di distribuzione, che permette una transizione senza perturbazioni nella MG e in modalità non bumpless, quindi con apertura improvvisa dell'interruttore di parallelo con la rete nazionale e senza l'ausilio del convertitore.

Si deve anche tenere in considerazione che per come è strutturato l'impianto CHP, quando si supera la potenza prodotta di 30 kW si avvia il secondo motore e ciò compromette il rilievo della caratteristica. Si è evitato quindi di fare delle misure a cavallo di questo valore.

### 4.4.1 Validazione modello V-f

Per la validazione del modello costruito in DgS si effettua una prova in isola, a partire da una condizione stazionaria della MG, in cui il generatore CHP alimenta due carichi settati a:

- Load 1: P=10 kW
- Load 2: P=20 kW

Con tutti gli interruttori degli altri dispositivi di rete aperti, si va ad aprire in maniera improvvisa l'interruttore che alimenta il carico 2 creando uno sbilancio di potenza istantanea di 20 kW. Le misure salvate dall'oscilloscopio di tensione stellata e corrente di linea devono essere filtrate in quanto si nota subito la presenza di disturbi di fondo causati dagli elementi di conversione; successivamente vengono elaborate per determinare il profilo di potenza istantanea ed efficace. Per fare ciò si utilizza il seguente schema in Simulink.

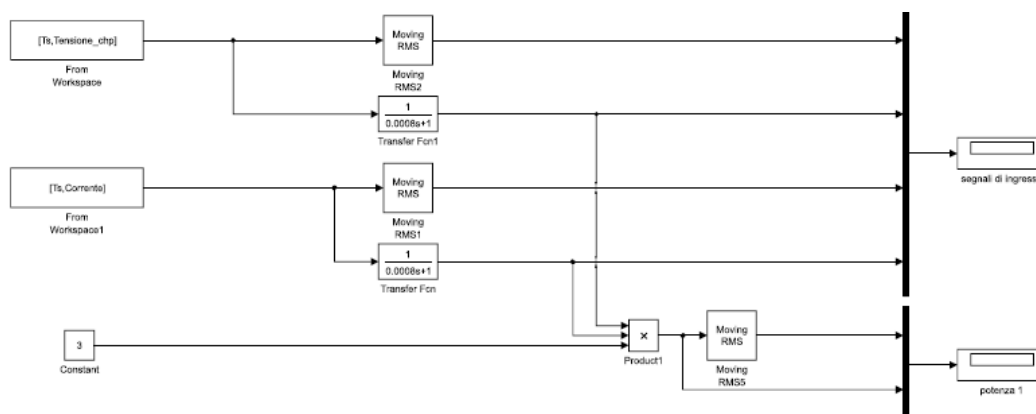


Fig. 4.23 Schema SIMULINK per elaborazione misure

Inoltre durante questa prova viene anche misurato il profilo di tensione sul bus dc tra i due convertitori di interfaccia: anche in questo caso si effettua un filtraggio dei dati affetti da ripple. Lo schema Simulink prevede che il segnale misurato venga sommato ad un offset determinato in fase di misura.

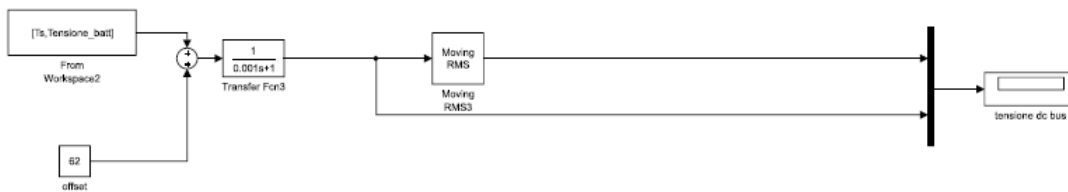


Fig. 4.24 Schema SIMULINK per elaborazione misure-1

Nella Fig. 4.25 sono stati riportati i profili di tensione stellata e corrente di linea misurati ai morsetto dell’inverter di interfaccia con la MG. Considerato il tipo di analisi che si svolge, sono plottati anche gli andamenti RMS delle grandezze.

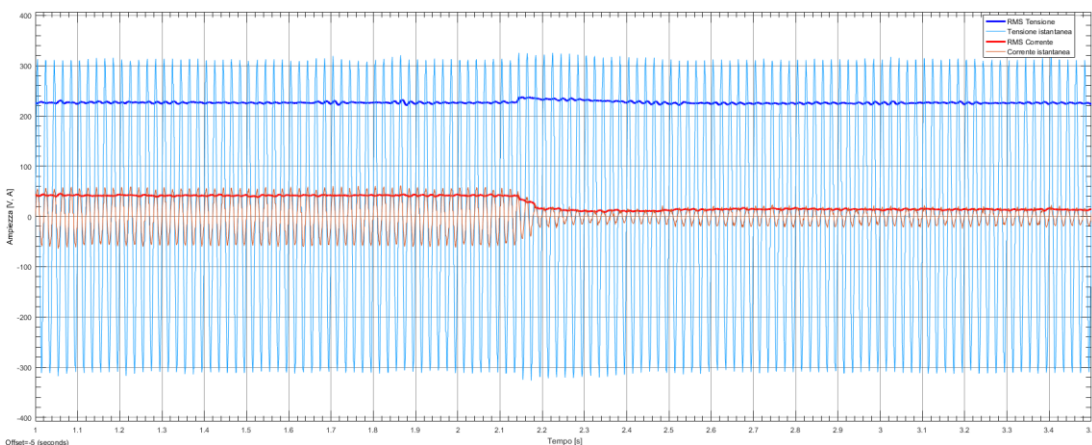


Fig. 4.25 Segnali di tensione e corrente misurati sul CHP

Analizzando nel dettaglio le grandezze e concentrandosi nell’area di interesse, si ricava la Fig. 4.26 che rappresenta la potenza efficace erogata dal generatore, inizialmente di circa 30 kW e dopo l’apertura dell’interruttore del carico si porta a 10 kW. Osservando il profilo si nota un punto di minimo dopo circa 200 ms dall’inizio della perturbazione ( $P_{\min} \approx 5 \text{ kW}$ ); successivamente il generatore ritorna a lavorare in una condizione stabile in circa 500 ms (nella Fig. 4.26 intervallo tra 2,15 s e 2,65 s).

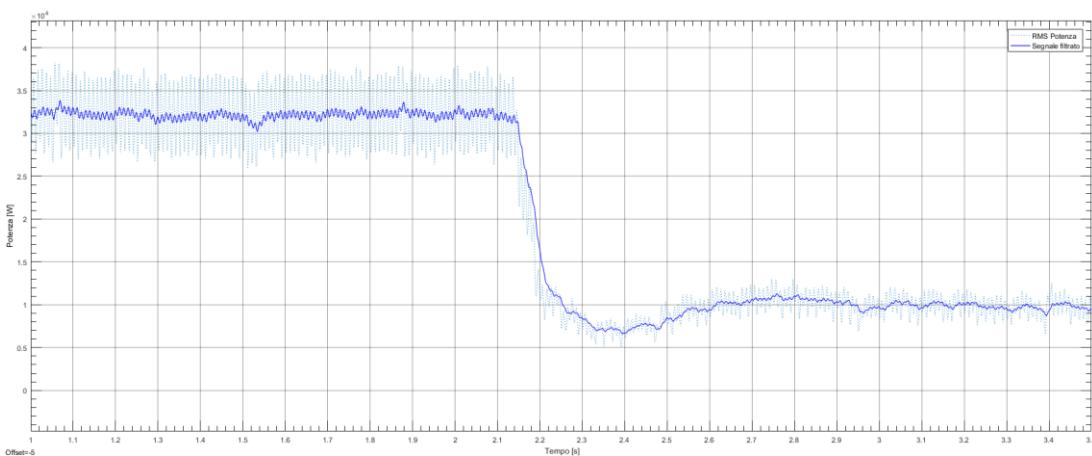


Fig. 4.26 Profilo di potenza ricavato dalle misure

Inoltre è stato possibile misurare la tensione sul bus dc dell'interfaccia tra i due convertitori di macchina (Fig. 4.27). Si ricorda che a tale bus è collegato anche un sistema di accumulo con funzione tampone verso perturbazioni estreme a cui è sottoposto il generatore, inteso propriamente come macchina rotante. Nel modello creato questo accumulo non è previsto in quanto il dettaglio costruttivo della macchina è stato disponibile solo dopo la visita al Politecnico, poco prima della chiusura del lavoro di tesi.

Il profilo di tensione continua si riferisce alla misura effettuata con una sonda differenziale tra il polo positivo e la massa. Si nota un aumento di tensione in corrispondenza dello scollegamento del carico; questo perché il generatore rotante ha una certa inerzia e quindi istantaneamente la potenza che stava producendo viene immessa nelle batterie.

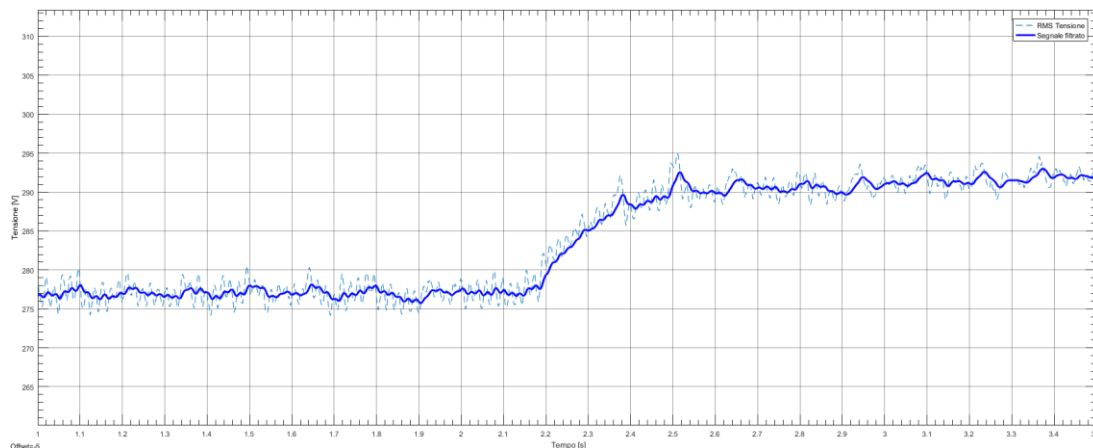


Fig. 4.27 Profilo di tensione sul bus dc ricavato dalle misure

Alla luce delle misure e dall'analisi dei profili ottenuti, si può procedere al setting del modello V-f del CHP.

Si inizializza l'impianto in modo che lavori in condizioni stabili a 30 kW; all'istante  $t=10$  s si apre l'interruttore del carico 2. Come si vede dalla Fig. 4.28 l'andamento temporale della potenza prodotta dal CHP si discosta parecchio dal profilo di Fig. 4.26. Questo può ritenersi un errore di calcolo, dovuto alla modalità di simulazione (RMS). Infatti si nota come nella simulazione la potenza vari bruscamente dal valore iniziale a quello finale praticamente in un passo di calcolo (0.001 s).

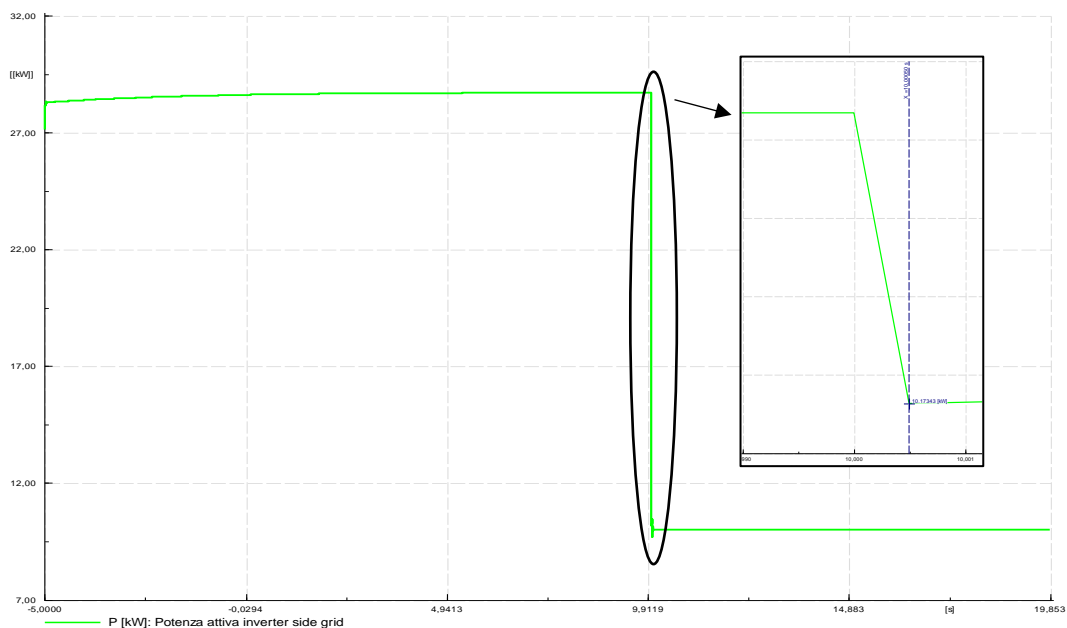


Fig. 4.28 Profilo di potenza attiva prodotta dal CHP in DgS

La causa di questo errore può essere ricercata nella modalità di calcolo utilizzata internamente al software, oppure nella modalità di funzionamento dell’inverter di interfaccia (Pm\_in, FOHz). Le motivazioni che mi spingono ad affermare che si tratti di un errore più generale del sistema di calcolo, sono il numero elevato di simulazioni eseguite variando i parametri dei vari dispositivi senza esito positivo. A titolo di prova viene proposto uno zoom dell’istante iniziale di variazione, dove si nota che la potenza prodotta inizia a variare più velocemente e in maniera non collegata ai segnali di controllo dell’inverter lato MG del CHP (Fig. 4.29, Fig. 4.30). Riassumendo, il controllo V-f proposto per l’inverter di connessione con la MG (il quale lavora come unica macchina di riferimento nella rete) non risulta adatto a simulare il comportamento del CHP in isola durante variazioni brusche di carico. Come soluzione a tale problema, si potrebbe pensare di adottare un sistema diverso per rappresentare l’impianto CHP, ad esempio tramite l’utilizzo promiscuo di un generatore sincrono e di inverter al fine di rappresentare meglio la dinamica del sistema, oppure di utilizzare una diversa modalità di calcolo (EMT).

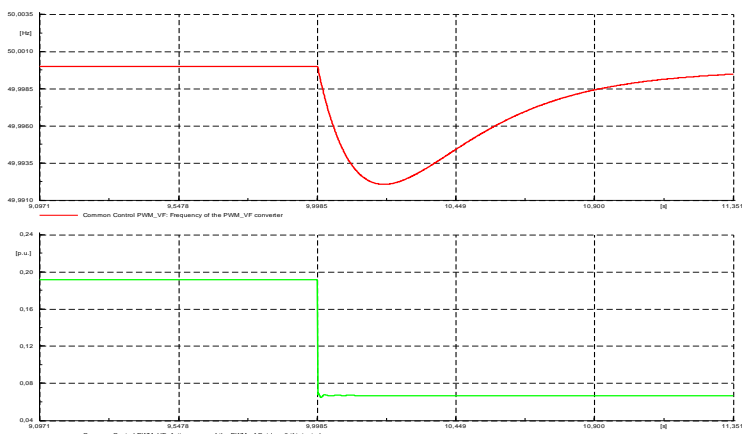


Fig. 4.29 Confronto tra potenza attiva prodotta dal CHP e riferimento FOHz

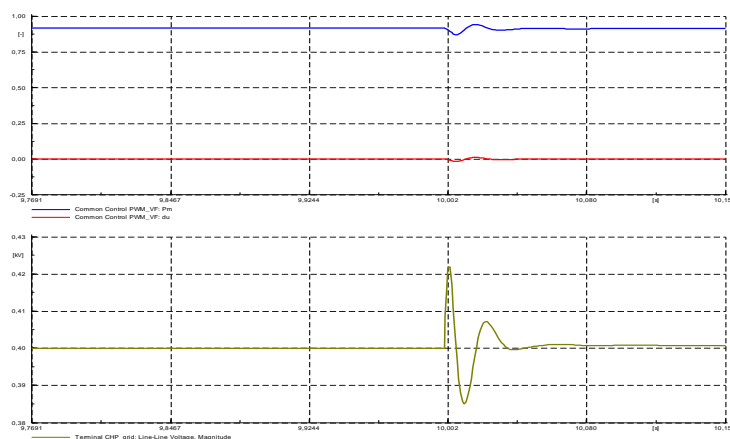


Fig. 4.30 Confronto tra tensione ac ai morsetti dell'inverter V-f e il riferimento Pm

Per utilizzare lo schema d'impianto adottato, si imposta una costante di tempo sulla variazione di carico, in modo che si possa riprodurre la risposta del generatore. Questo è utile per verificare la dinamica della MG nella sua complessità, cioè con più elementi funzionanti insieme.

Con la soluzione adottata, la risposta dell'inverter lato MG dell'impianto CHP è la seguente:

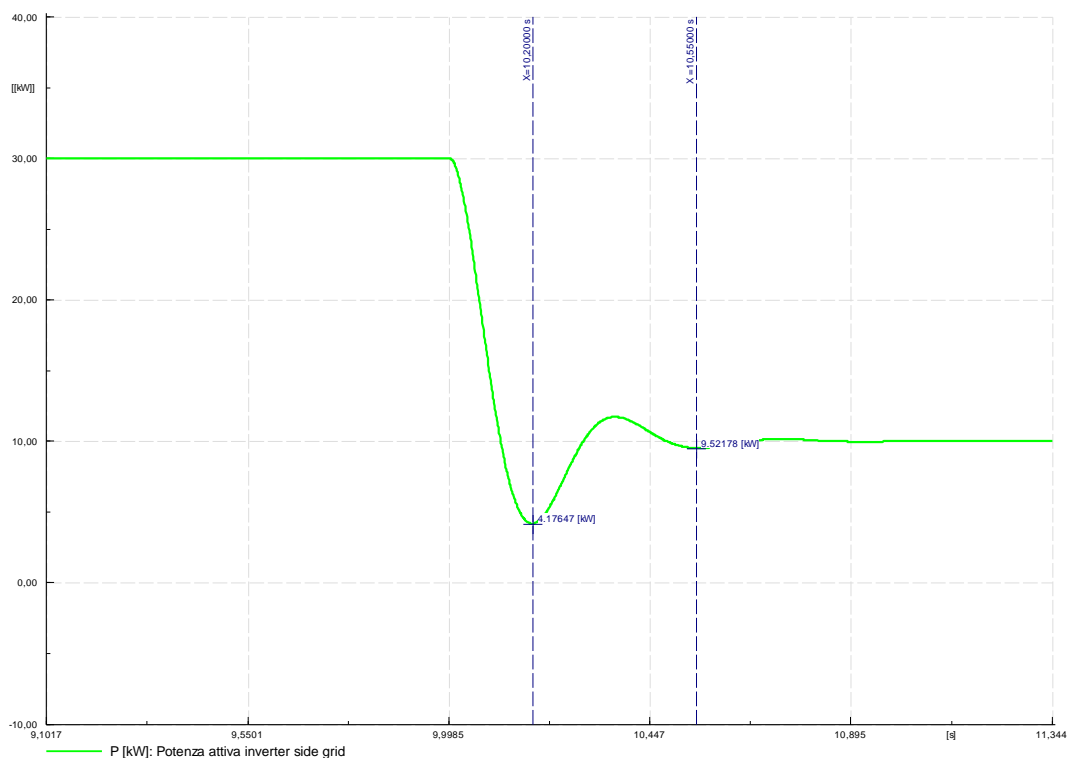


Fig. 4.31 Profilo di potenza attiva prodotta dal CHP dopo la modifica del tempo di variazione del carico

Osservando il profilo trovato, si può affermare che la risposta reale sia stata ben rappresentata nel software di simulazione. Il picco inferiore rilevato si presenta dopo il tempo di 200 ms con una potenza di circa 4 kW, un po' inferiore al valore ricavato dalle misure, e la potenza prodotta si stabilizza al valore di 10 kW dopo 550 ms. Considerate le ipotesi fatte, si ritiene tale risposta soddisfacente al fine dello studio della stabilità del sistema complessivo. Ulteriori valutazioni saranno eseguite nel paragrafo 4.4.3.



#### 4.4.2 Validazione modello PQ

Il rilievo del profilo di potenza prodotta dal generatore in funzionamento following, quindi quando vengono settati dei valori di potenza attiva e reattiva da scambiare con la rete, viene eseguito tramite sistema SCADA. Il sistema non è molto veloce ed esegue un salvataggio dei dati con un passo di campionatura variabile; inoltre i dati vengono salvati con il formato [h:m:s]. Questo ha comportato delle difficoltà nell'interpretare la dinamica del sistema. I dati salvati in un database sono stati inseriti in MATLAB e successivamente è stata eseguita un'interpolazione molto semplice in modo da dedurre il profilo, mentre con l'analisi dei dati campionati in successione, sono stati calcolati i tempi relativi ai transitori. Gli script utilizzati sono stati riportati in Appendice A2.

##### 4.4.2.1 Prova 1: setting

Nella prima prova analizzata, si effettua una variazione di setpoint in modo di variare la potenza erogata da circa 40 kW a 30 kW effettuando un  $\Delta P=10\text{kW}$ . Il profilo ottenuto dalle misurazioni è il seguente:

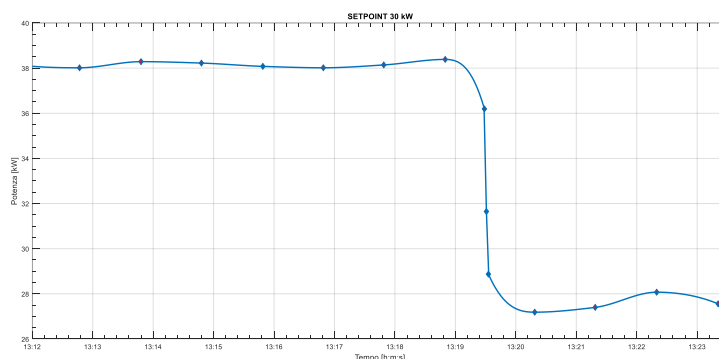


Fig. 4.32 Profilo di potenza misurato con SCADA-1

Una volta inviato il nuovo setpoint alla macchina, essa inizia a diminuire lentamente la potenza prodotta; successivamente si ha una rampa veloce che dura all'incirca 10 s, per poi continuare con una diminuzione graduale fino al raggiungimento del valore impostato. L'intero transitorio che porta da una condizione di lavoro all'altra dura un po' meno di 1 minuto. Con queste informazioni, è possibile valutare la bontà del modello progettato, nel quale sono stati inseriti i valori dei parametri forniti di default. La Fig. 4.33 riporta il profilo di potenza ottenuto con i parametri di default.

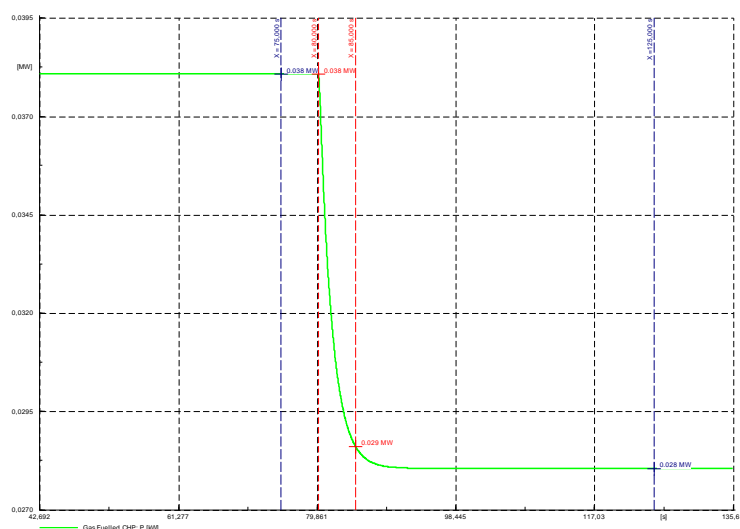


Fig. 4.33 Profilo di potenza ottenuto con parametri di default

Osservando il profilo ottenuto inserendo i parametri di default nel model di regolazione, si può affermare che la risposta non corrisponde in nessuna parte al profilo misurato. Nella simulazione viene inviato un segnale all'inverter all'istante  $t=75$  s. Analizzando nel dettaglio la Fig. 4.33 si vede come non esista un transitorio con costante di tempo diversa nei primissimi istanti in cui inizia a variare la potenza; inoltre la rampa per raggiungere il nuovo punto di lavoro dura circa 5 s, e il nuovo punto di funzionamento stabile è raggiunto per un  $T=15 \div 20$  s. Si conclude che i parametri utilizzati nel modello default non sono adeguati alla simulazione in DgS.

Si procede quindi alla modifica dei parametri del blocco del secondo ordine (Fig. 3.19) al fine di adattare la risposta simulata a quella misurata. Per fare ciò è stato necessario modificare anche il model inserendo un altro blocco con una funzione di trasferimento del terzo ordine (Fig. 4.34).

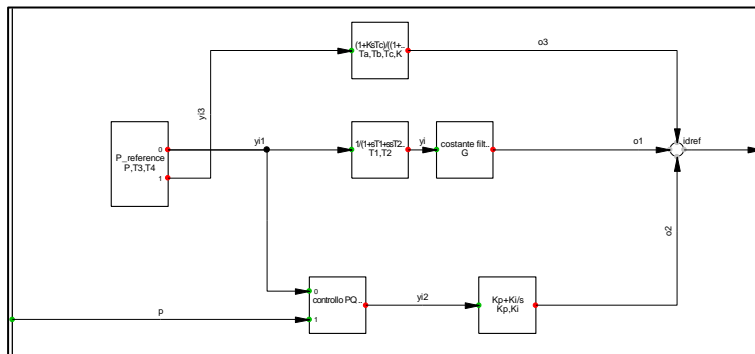


Fig. 4.34 Modello per il controllo della potenza attiva prodotta verso la MG-modificato

Settaggio	Gain G [p.u.]	Cost. tempo T1 [s]	Cost. tempo T2 [s]	Cost. tempo T3 [s]	Cost. tempo T4 [s]	Cost. tempo T5 [s]
default	1.0025	1.83	0.25	-	-	-
modificato	1	6	5	8	1	2

Tab. 4.8 Parametri modello regolazione PQ CHP

Con i valori dei parametri appena introdotti, la risposta alla variazione del setpoint è la seguente:

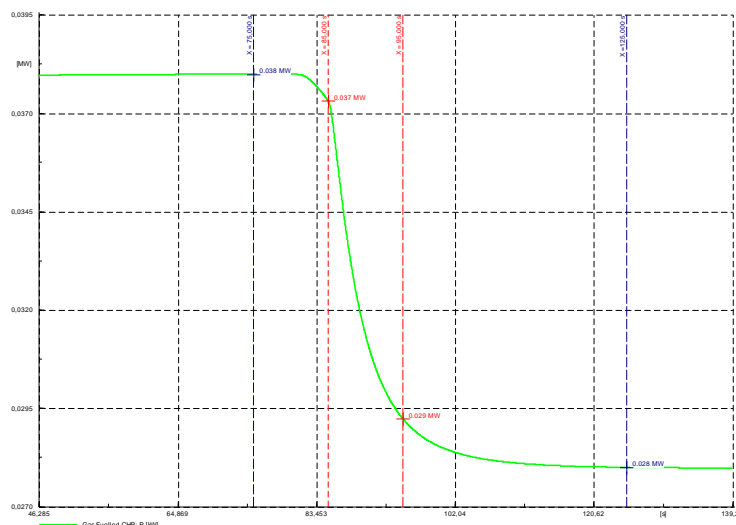


Fig. 4.35 Profilo di potenza attiva ottenuto dopo la modifica del model

Nella nuova risposta si può osservare che inizialmente la potenza cala lentamente con un transitorio di circa 4 s, successivamente si passa ad una fase in cui la potenza varia con andamento a rampa veloce per un tempo  $T=10$  s ed infine si ottiene l'assestamento al valore di regime. Il processo di variazione di potenza è durato per un tempo  $T=50$  s, molto più vicino al valore ottenuto dalle misurazioni ( $T \approx 1$  min). Si possono analizzare anche altre grandezze del sistema (rappresentate nella Fig. 4.36), con considerazioni analoghe a quelle fatte per la microturbina.

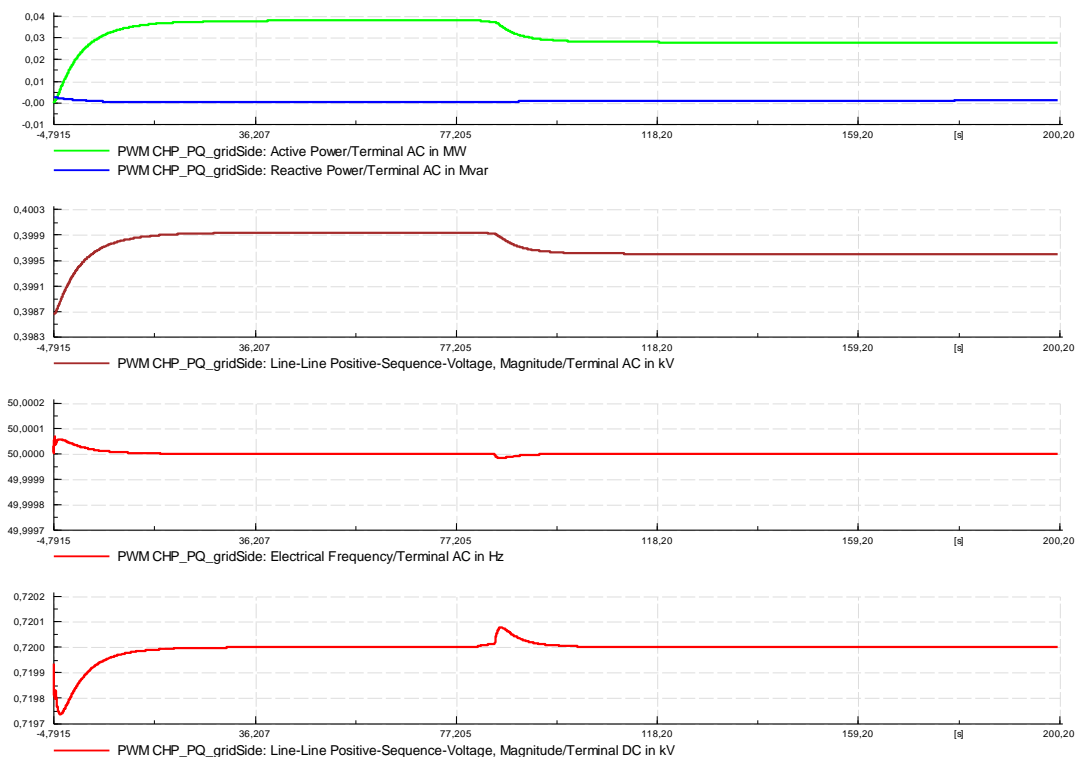


Fig. 4.36 Grandezze del sistema CHP

#### 4.4.2.2 Prova 2: validazione

Questa seconda prova consiste nel variare il setpoint in modo da ottenere un  $\Delta P=20$  kW, con una produzione massima di 50 kW. Considerato che il sistema default non rappresentava in nessun modo la risposta reale dell'impianto, si esegue la validazione del modello utilizzando direttamente i parametri ricavati per la Prova 1. Il profilo della potenza misurata è il seguente:

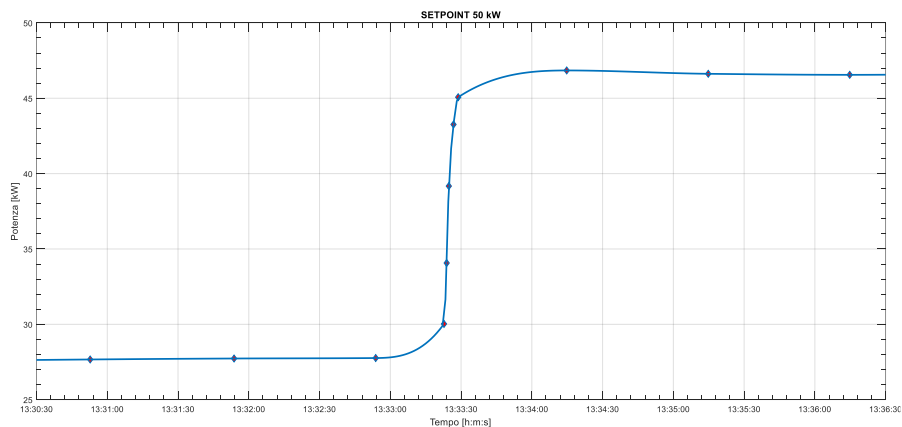


Fig. 4.37 Profilo di potenza misurato con SCADA-2

La simulazione RMS in DgS restituisce la seguente risposta, dove sono stati indicati gli stessi riferimenti temporali della prova precedente:

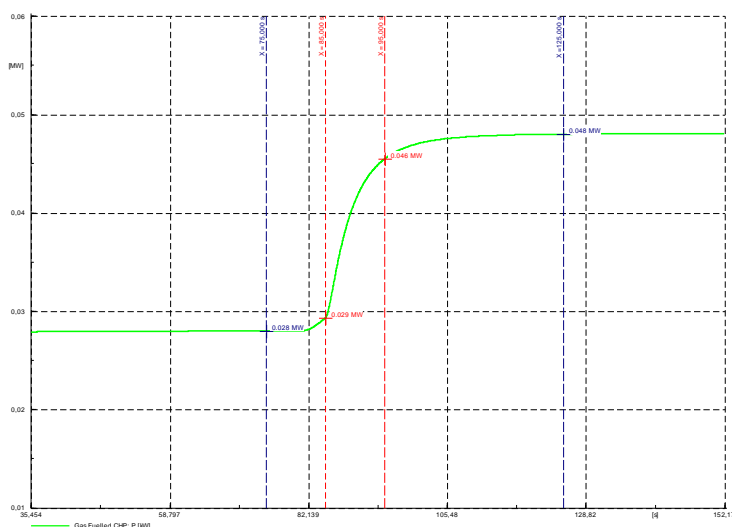


Fig. 4.38 Profilo di potenza attiva ottenuta con parametri stimati

Il modello può assumersi validato in quando il profilo ottenuto rappresenta bene quello misurato.

### 4.4.3 Validazione del passaggio in isola

Per verificare le prestazioni della microgrid sperimentale si esegue un passaggio al funzionamento in isola. Il passaggio può essere effettuato in due modalità (già introdotte nel capitolo 2) di seguito sintetizzate:

- **Modalità bumpless:** la transizione si effettua sfruttando l’inverter di by-pass. Grazie a tale inverter, si cerca di annullare la potenza trasmessa attraverso l’interruttore generale (Q5N), in modo da aprirlo e non creare brusche variazioni nella microgrid. Dopo l’apertura dell’interruttore si riduce la potenza trasmessa dall’inverter in modo che nella MG il CHP, che diviene il Master della rete grazie al segnale di apertura inviato dal Q5N, possa effettuare una presa di carico graduale.
- **Modalità non-bumpless:** la transizione viene eseguita in maniera brusca con l’apertura dell’interruttore di parallelo.

Al laboratorio Prince vengono eseguite entrambe le prove anche se per la verifica dei modelli costruiti in DgS si utilizzerà solamente la transizione non-bumpless in quanto nella rete non è stato implementato l’inverter di by-pass. A titolo di studio e per apprezzare le differenze tra le due modalità vengono riportati di seguito entrambi i profili delle grandezze misurate.

La prova prevede che nel momento del passaggio in isola, la potenza trasmessa attraverso il Q5N sia di circa 30 kW, mentre per gli altri elementi della rete, si rimanda alla seguente tabella delle potenze immesse nella sbarra comune della MG (Microgrid Switchboard, MS).

Elemento della rete	Impianto PV	Sistema di accumulo	CHP	Carichi
Potenza immessa nella sbarra [kW]	+20	-30	+30	-50

Tab. 4.9 Potenze attive immesse in MS prima della transizione in isola

Nella Fig. 4.39 è rappresentata la transizione in isola sfruttando il convertitore di by-pass e si può osservare come il profilo di tensione della MG non subisca variazioni, se non una traslazione in quanto diventa macchina di riferimento e deve imporre la frequenza di riferimento per l'intera microgrid.

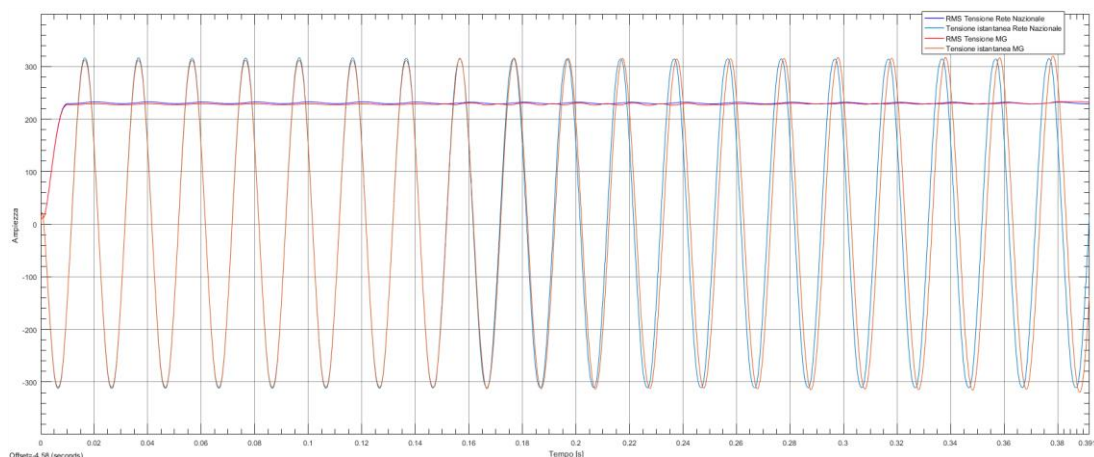


Fig. 4.39 Transizione in isola con modalità bumpless

Effettuando la stessa prova di passaggio con modalità non-bumpless, si può constatare subito come la tensione alla sbarra abbia un comportamento diverso rispetto al precedente, ovvero si osserva un brusco abbassamento del modulo della tensione, seguito da una fase di stabilizzazione. Essendo questa prova di interesse per la validazione del sistema implementato in DgS, è stata analizzata la forma d'onda e si è appurato che il transitorio prima della stabilizzazione è durato  $T=700$  ms con un calo di tensione massimo di  $\Delta V \approx 38$  V.

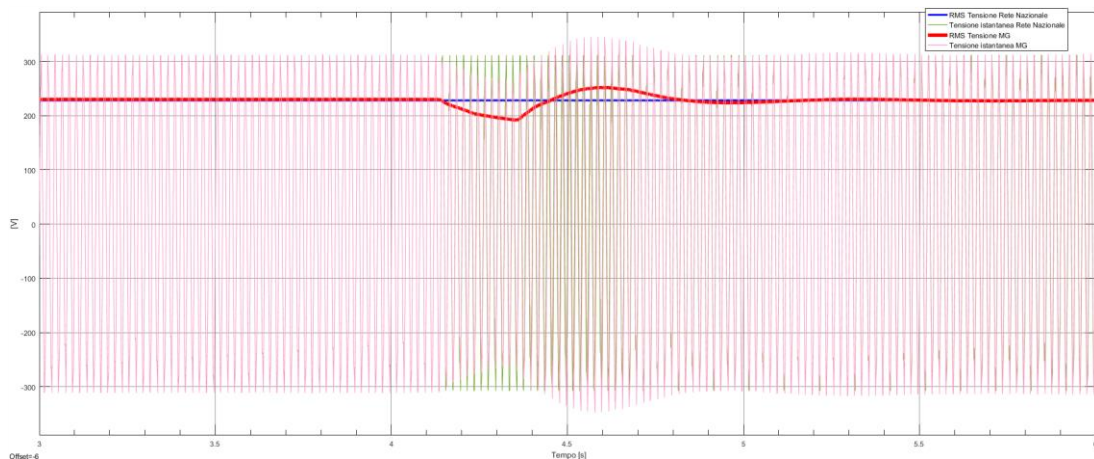


Fig. 4.40 Transizione in isola con modalità non-bumpless

Per effettuare la simulazione atta a validare i modelli durante il passaggio in isola, si devono riprodurre nel software le stesse condizioni di carico e generazione presenti al momento del rilievo. Si deve tenere in considerazione che nella realtà l'impianto fotovoltaico ha una produzione non programmabile e quindi la possibilità di riprodurre la prova diverse volte con gli stessi parametri diventa complicata. Per questo motivo al laboratorio si sfrutta il mix di tecnologie di carichi e generatori per rendere minima la discrepanza tra le prove ed avere, nel momento del passaggio in isola, l'importazione di 30 kW dalla rete di distribuzione attraverso l'interruttore di parallelo (Q5N). Nella simulazione effettuata, al momento del passaggio in isola ( $t=30$  s) si avranno valori di potenza indicati in Tab. 4.9; inoltre per alcuni secondi prima dell'apertura dell'interruttore Q5N si cerca di mantenere una condizione di stabilità in rete, come è avvenuto realmente al Prince (indicazione con dei marcatori in Fig. 4.42, Fig. 4.43).

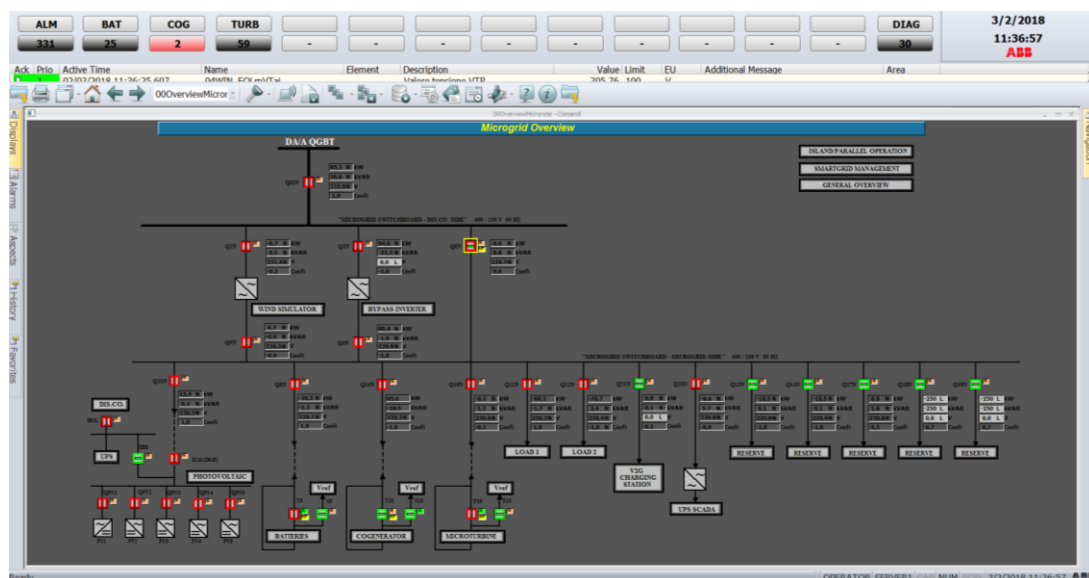


Fig. 4.41 Istantanea della finestra di controllo SCADA dopo il passaggio in isola

Per raggiungere le condizioni indicate in Tab. 4.9 si regolano i vari impianti:

- Avvio del CHP in modalità grid-connected (PQ) con riferimento di potenza attiva settato a  $P=30\text{ kW}$ ;
- Inserzione del campo fotovoltaico con potenza impostata a  $20\text{ kW}$ ;
- Inserimento del sistema BESS con riferimento di potenza  $P= -30\text{ kW}$ .

Dopo una prima fase di assestamento, necessaria in quanto la dinamica del CHP connesso alla rete funzionante in modalità PQ è lenta, si effettua il passaggio in isola e quindi il convertitore grid-side del CHP commuta verso la nuova modalità operativa V-f, che come precedentemente analizzato ha una dinamica molto più veloce.

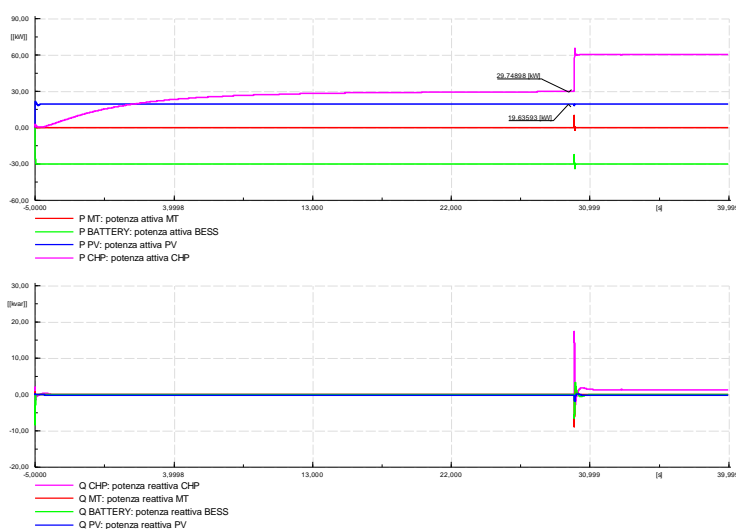


Fig. 4.42 Potenza attiva e reattiva dei sistemi CHP, BESS e PV

Nella Fig. 4.43 è rappresentata la potenza scambiata con la rete di distribuzione con la curva rossa: si vede come cali nella prima fase perché il CHP inizia a erogare potenza al fine di raggiungere il setpoint di  $30\text{ kW}$ . Dopo il passaggio in isola non si scambia più potenza con la main grid.

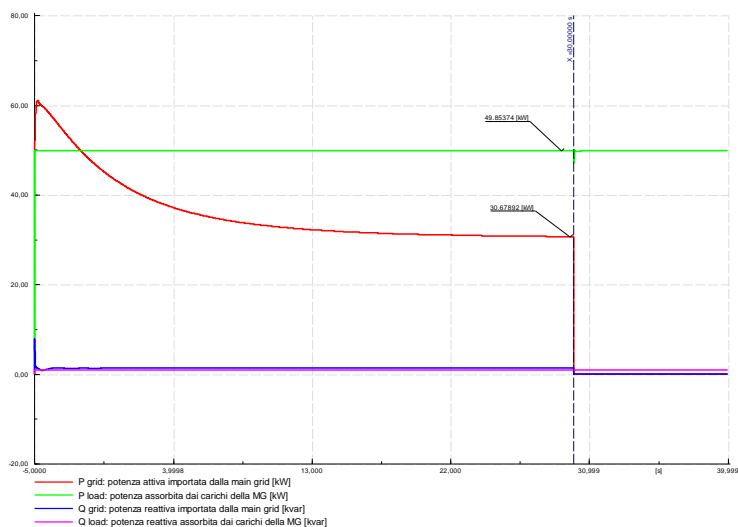


Fig. 4.43 Potenza attiva e reattiva dei carichi e scambiata con la main grid

Nella Fig. 4.44 si può osservare l’andamento della frequenza e della tensione sulla sbarra MS; gli andamenti sono praticamente costanti. La frequenza prima del passaggio in isola difficilmente varia perché imposta dalla rete esterna, che ha la capacità di mantenere la frequenza costante a meno di guasti o sbilanci importanti di potenza grazie alla sua inerzia. Per quanto riguarda la tensione, si nota che per tutta la durata della simulazione esiste un piccolo scostamento dal valore di riferimento di 400 V; questo è associabile alle cadute di tensione sulle linee di collegamento degli elementi alla sbarra.

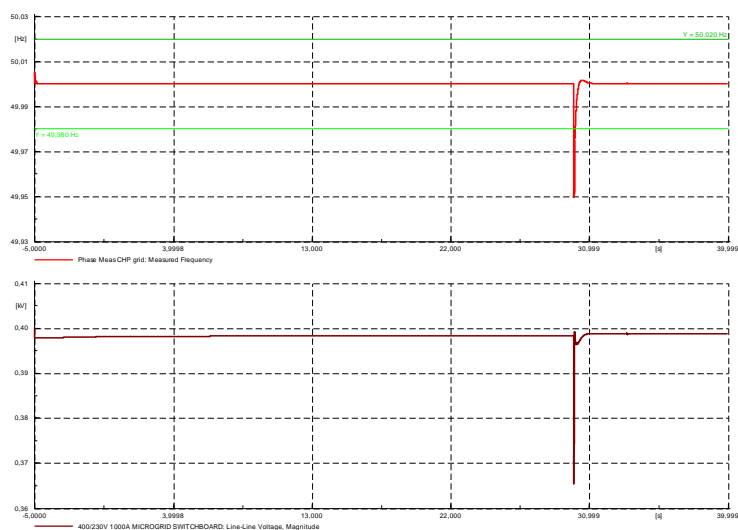


Fig. 4.44 Frequenza e tensione sulla sbarra MS

Analizzando più nel dettaglio la tensione e la frequenza nel momento del passaggio in isola (Fig. 4.45), si riscontra subito che la frequenza esce dalla banda di  $\pm 20\text{mHz}$  fino a raggiungere il valore di 49,946 Hz. Grazie al controllo (PI) si riesce a far rientrare tale scostamento in 85 ms, quindi il controllore permette di rispettare i vincoli normativi (150mHz) e di riportare la frequenza al valore nominale in poche centinaia di millisecondi. Il picco inferiore di tensione risulta circa 365V, quindi si rappresenta bene il valore misurato di  $\Delta V \approx 38\text{ V}$ .

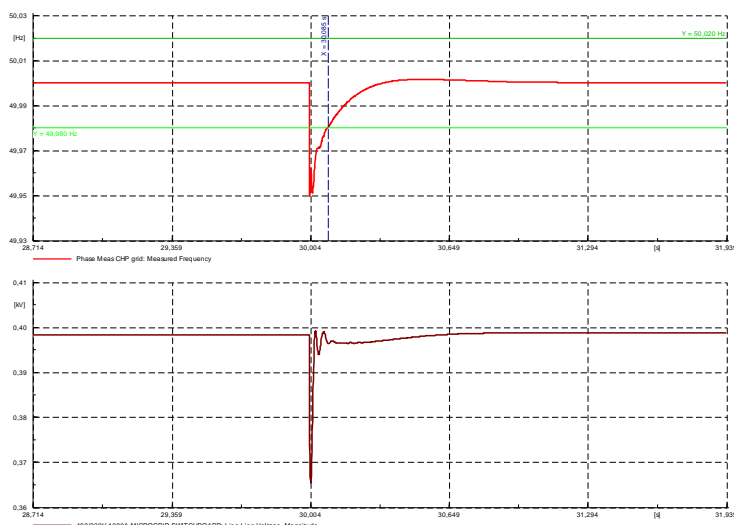


Fig. 4.45 Dettaglio di frequenza e tensione durante il passaggio in isola in modalità non-bumpleps

La Fig. 4.46 rappresenta la tensione ai morsetti dell’inverter di accoppiamento con la rete; si può notare come prima del passaggio, all’istante  $t=30$  s la tensione sia inferiore al riferimento di 400 V, infatti il CHP sta lavorando in modalità PQ e lo scostamento è riferito alla caduta di tensione tra il trasformatore di connessione con la rete di distribuzione e la sbarra MS, mentre dopo aver commutato il funzionamento a V-f la tensione si porta al valore prestabilito. Il tempo impiegato dal controllo che pilota l’inverter a riportare la tensione al valore di riferimento risulta essere di circa 900 ms, anche se per valori temporali inferiori lo scostamento risulta essere assai ridotto, perciò il controllo è validato.

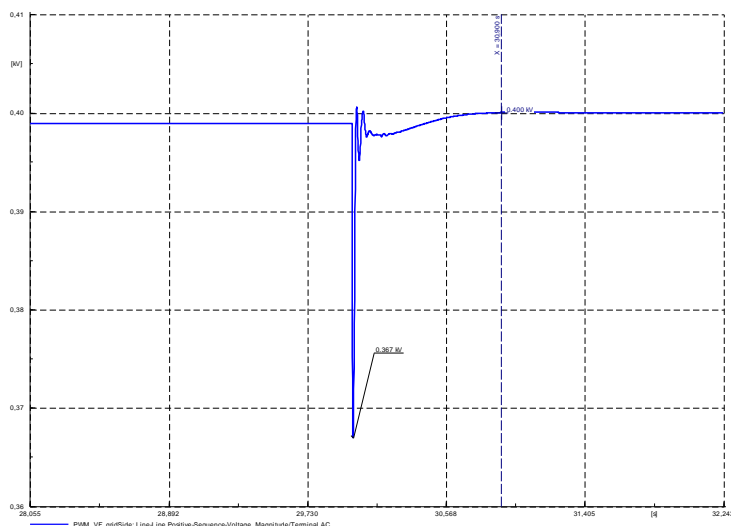


Fig. 4.46 Dettaglio della tensione ai morsetti dell’inverter grid-side del CHP

Infine si osserva come nel passaggio in isola sia presente uno spike in tutte le forme d’onda; si suppone che questo sia attribuibile all’errato funzionamento del sistema di calcolo con i componenti utilizzati, come argomentato precedentemente. Nel caso di passaggio in isola non è possibile eliminare il problema, come si fa per il caso di gradino di carico, in quanto legato al sistema complessivo. In ogni caso, lavorando con simulazioni RMS, si può studiare e verificare come evolvono le grandezze del sistema in determinate condizioni di rete per periodi più lunghi senza considerare i primissimi istanti. Per completezza di seguito sono riportati i dettagli del sistema che aiutano a capire come non esista relazione tra comando e attuazione nel primo passo di calcolo (0,001 s) dopo il passaggio in modalità V-f, ovvero l’uscita è più veloce del comando.



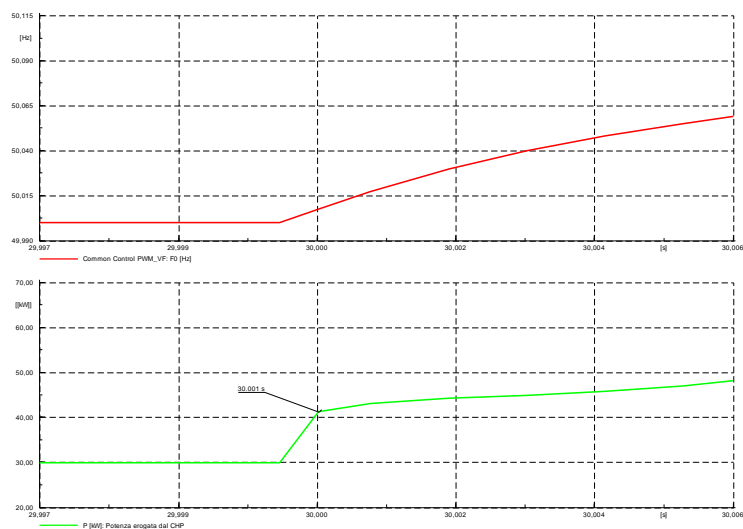


Fig. 4.47 Confronto tra comando F0Hz e potenza prodotta

Si nota da entrambe le figure, sia nella potenza immessa in rete, sia nel profilo della tensione misurata ai morsetti dell'inverter grid-side del CHP, che esiste una rampa molto veloce che si sviluppa nel primo passo di calcolo. Successivamente al primo passo, iniziano ad agire i comandi impostati.

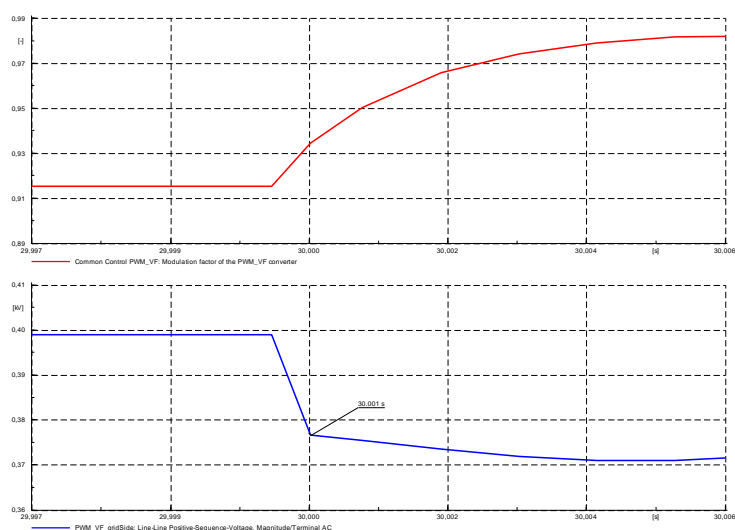


Fig. 4.48 Confronto tra comando  $P_{m\_in}$  e tensione ai morsetti dell'inverter

#### 4.4.4 Simulazione di uno scenario

Per completare la valutazione dei modelli prodotti si esegue una simulazione che coinvolga tutti i dispositivi della microgrid per analizzare la dinamica globale del sistema. Anche in questa simulazione si esegue il passaggio in isola considerando gli stessi criteri riportati in Tab. 4.9. In definitiva lo scenario prevede le seguenti situazioni riportate in ordine cronologico:

- Avvio del CHP in modalità grid-connected (PQ) e riferimento di potenza attiva  $P= 30 \text{ kW}$ ;
- Collegamento del sistema BESS con riferimento di potenza  $P= -30\text{kW}$ ;
- Prima variazione di potenza attiva prodotta dal PV in funzione dell'irraggiamento nel range  $1000\div 450 \text{ W/m}^2$ ;
- Passaggio in isola;
- Variazione setpoint di potenza attiva assorbita dal BESS;

- Seconda variazione di potenza attiva prodotta dal PV in funzione dell'irraggiamento nel range  $1000 \div 750 \text{ W/m}^2$
- Avvio microturbina con riferimento di potenza  $P= 10 \text{ kW}$ ;
- Inserzione a gradino di un carico da  $P= 20 \text{ kW}$ .

Nella Fig. 4.49 si apprezza in particolare la curva rossa della potenza importata dalla rete esterna; inizialmente si vede che cala per effetto del CHP che aumenta la sua erogazione, successivamente all'istante  $t=0 \text{ s}$  si inserisce il sistema di accumulo che assorbe  $30 \text{ kW}$ . Inoltre, prima del passaggio in isola, si nota che la curva è abbastanza irregolare, per effetto della produzione del fotovoltaico, come si può vedere in dettaglio in Fig. 4.51.

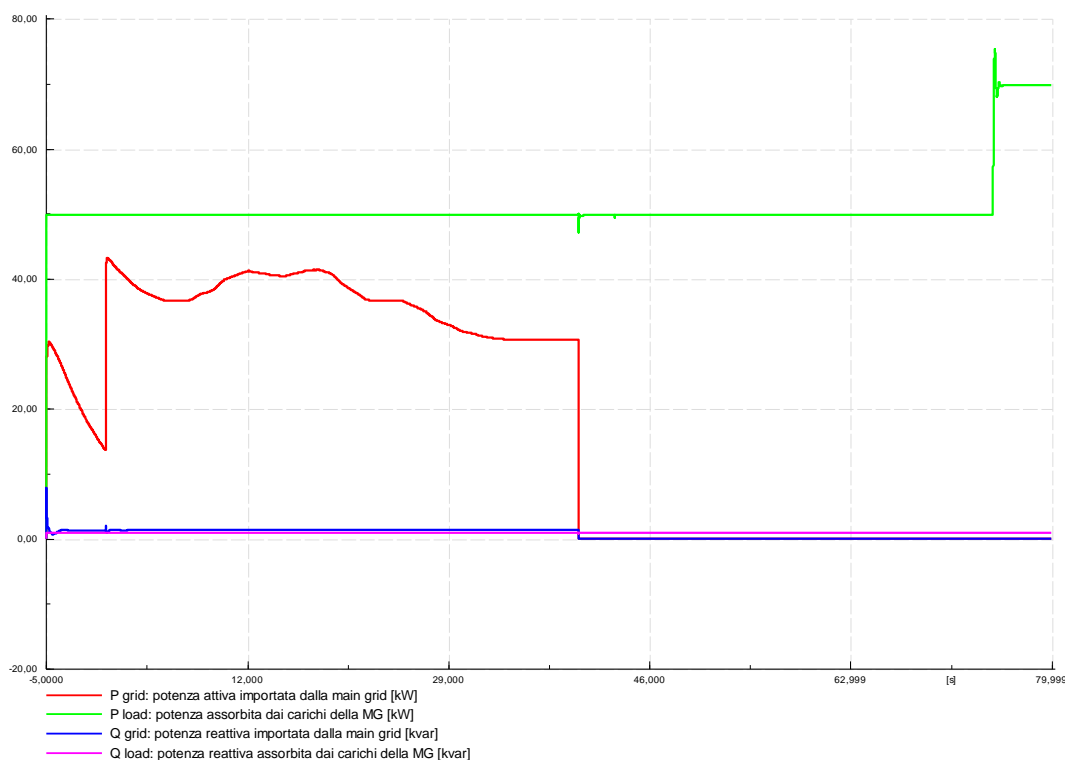


Fig. 4.49 Profilo delle potenze scambiate con la rete nazionale e i carichi della MG

Nella Fig. 4.50 sono rappresentati tutti i profili delle potenze generate o assorbite dalla sbarra MS da CHP, BESS, microturbina e PV. In particolare si nota:

- La differenza tra la dinamica del CHP connesso alla main grid rispetto a quando è funzionante in isola, confrontando gli istanti iniziali della simulazione e la presa di carico finale di  $20 \text{ kW}$ ;
- La generazione del CHP quando lavora in parallelo alla rete non viene influenzata da altri eventi, mentre se lavora da Master dovrà regolare l'erogazione di potenza per garantire il corretto bilancio nella MG;
- La dinamica veloce del BESS e quella più lenta della microturbina.

Tali comportamenti sono quelli già presentati nella fase di validazione dei singoli elementi. Inoltre si può osservare come inizialmente sia la main grid che fornisce la potenza reattiva necessaria al sistema, mentre in isola è il CHP che se ne fa carico.

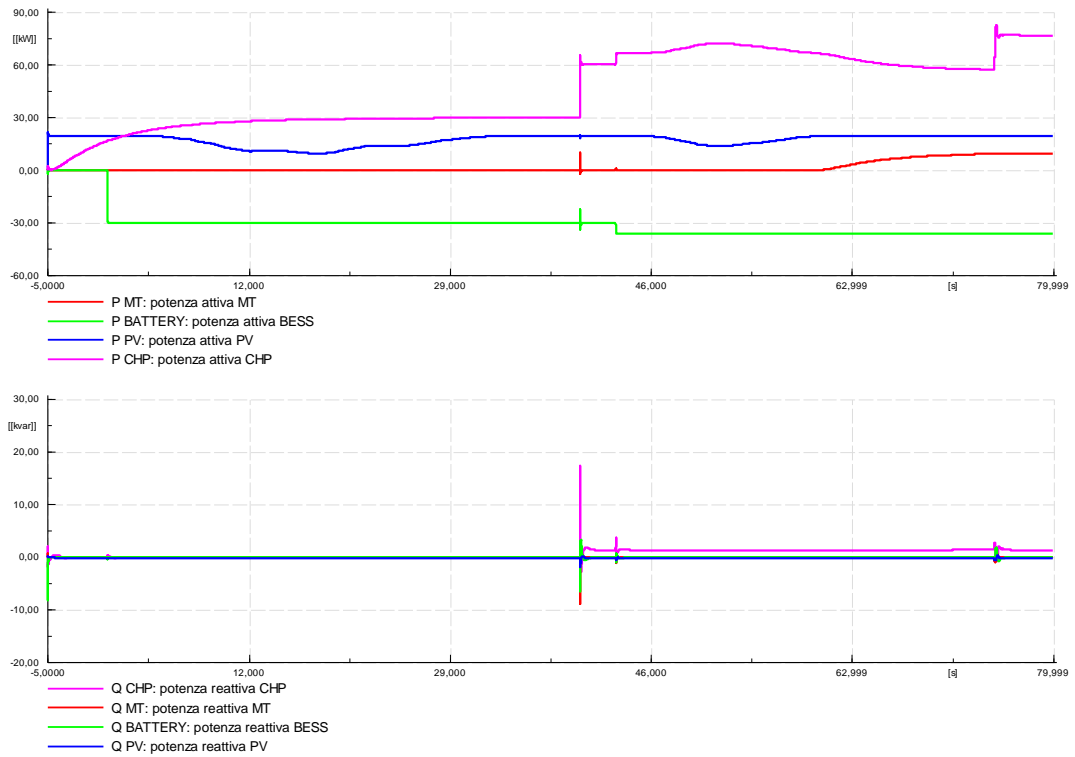


Fig. 4.50 Profilo di potenza attiva e reattiva dei dispositivi presenti nella MG

Per quanto riguarda i moduli PV, come introdotto nel capitolo 3, sarebbe possibile implementare il comportamento reale campionato durante le prove, e quindi tenere in considerazione anche del loro contributo, avendo a disposizione le misurazioni di irraggiamento e temperatura. Nella simulazione si dimostra ciò effettuando delle variazioni di irraggiamento in due periodi diversi. In particolare, si dimostra come sia possibile implementare la curva della produzione di potenza attiva dei moduli inserendo i valori richiesti (nella simulazione sono stati inseriti valori di irraggiamento random); i valori di irraggiamento inseriti permettono di avere due curve traslate, che potrebbero rappresentare la diversa posizione di installazione dei moduli rispetto ad una fonte di copertura, ad esempio meteorologica. Gli array attivi durante la simulazione sono il GFV1 e GFV3, per una potenza complessiva di circa 20 kW.

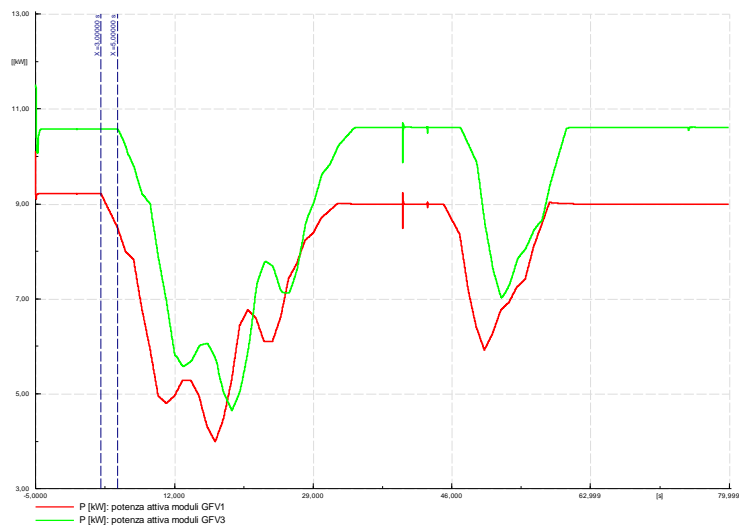


Fig. 4.51 Esempio di curva di produzione di energia da impianto PV

Per le variazioni di carico a gradino, come quella all'istante  $t=70$  s, si adotta invece la modalità precedentemente illustrata (4.4.1) che permette anche in questo caso, con l'inserimento di un carico da 20 kW, di ottenere una risposta entro i termini temporali ricavati in 4.4.1. In particolare il picco di potenza immessa in grid si ha 190 ms dopo l'invio del comando e il sistema si stabilizza in 500 ms.

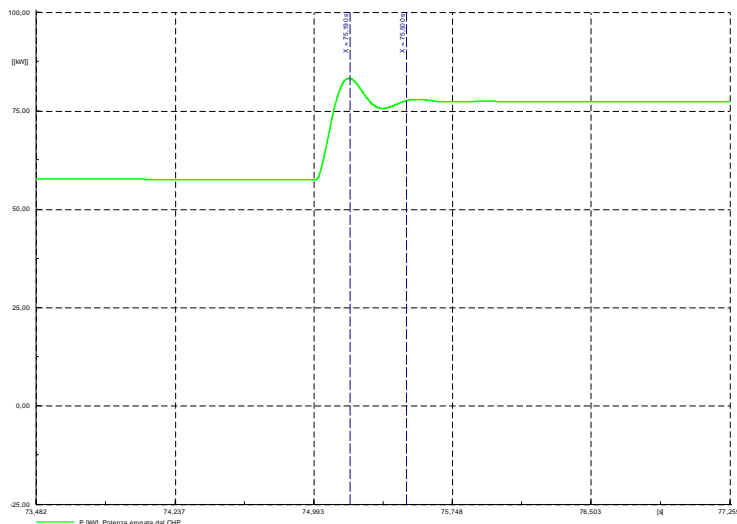


Fig. 4.52 Profilo di potenza prodotta dall'impianto CHP all'istante  $t=70$  s

Nella Fig. 4.53 si può apprezzare che con il modello "ritardato" di carico l'influenza del passo di calcolo non si fa sentire e la risposta del sistema CHP risulta confrontabile con i controlli utilizzati ( $P_{m\_in}$ ,  $F0Hz$ ); in tal caso è possibile implementare le proprie logiche in modo che l'uscita sia gestita dal progettista.

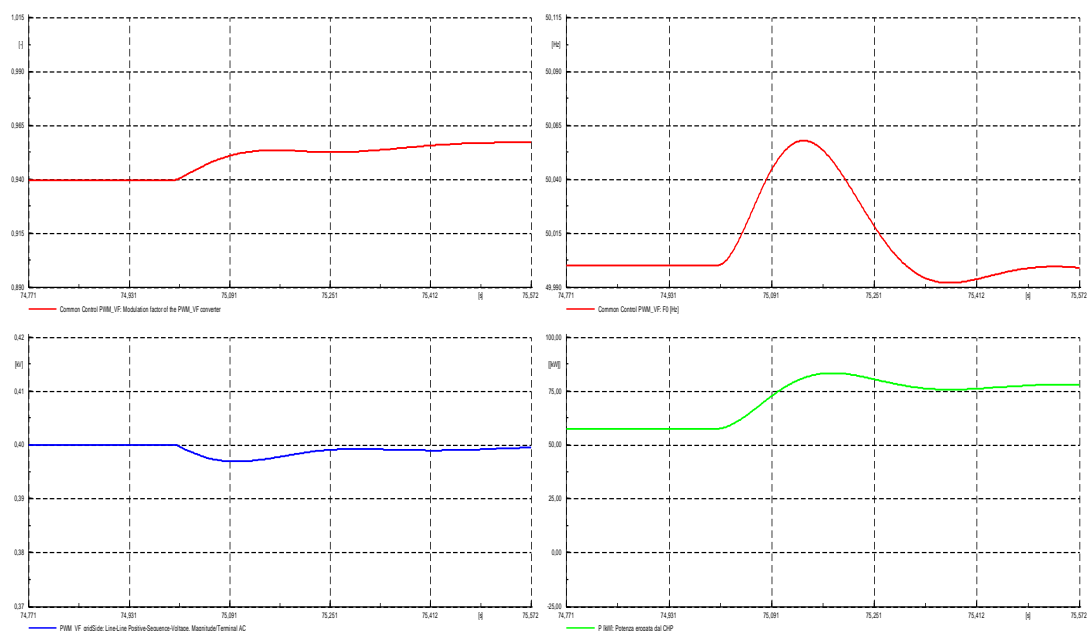


Fig. 4.53 Dipendenza della potenza e tensione dell'inverter grid-side del CHP rispetto ai segnali  $P_{m\_in}$ ,  $F0Hz$  nel caso di aumento di carico

In conclusione si riportano gli andamenti di frequenza e tensione misurati sulla MS durante il “gradino lento” di carico da P=20 kW; la perturbazione è sicuramente più contenuta rispetto a quella che si è verificata durante il passaggio in isola e rispetta i range imposti dalla normativa. Anche la tensione ai morsetti dell’inverter si mantiene vicina al riferimento e si vede che in 700 ms il controllore è riuscito a ristabilire la condizione nominale.

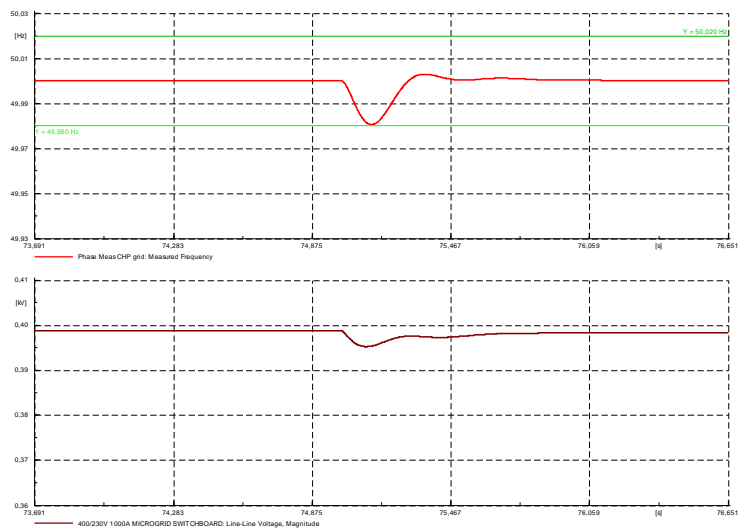


Fig. 4.54 Dettaglio frequenza e tensione sulla sbarra MS in isola con incremento di carico

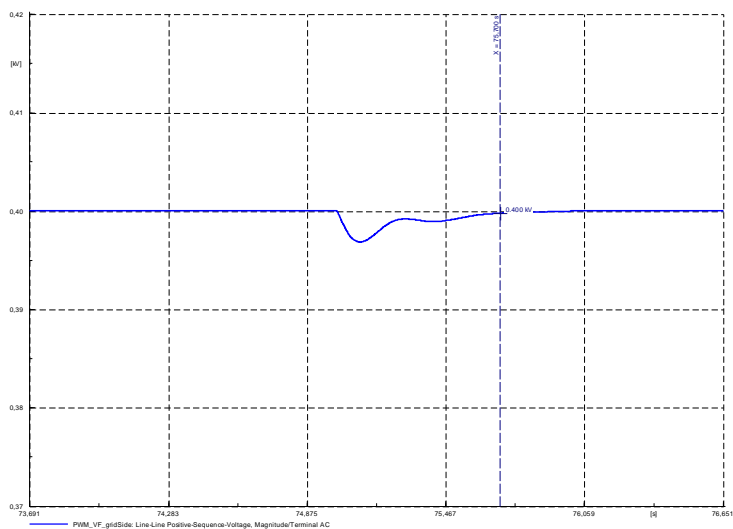


Fig. 4.55 Dettaglio tensione ai morsetti dell’inverter grid-side del CHP in isola con incremento di carico



## CONCLUSIONI

Le microgrid possono essere una soluzione a diverse problematiche odierne e permettono di produrre minori gas inquinanti e migliorare la qualità del servizio elettrico fornito agli utenti finali. Inoltre, grazie ad una rete di comunicazione dedicata, le microgrid possono diventare una soluzione per i DSO che possono gestire in maniera mirata i vari impianti al fine di ottemperare all'obiettivo del miglioramento del servizio elettrico. In questo lavoro di tesi si è cercato di rappresentare in maniera fedele la microgrid sperimentale realizzata presso il Politecnico di Bari, utilizzando le stesse configurazioni di rete presenti al laboratorio. Il lavoro di tesi ha permesso di implementare le logiche di controllo e gestione realmente utilizzate nella microgrid, anche se in taluni casi sono state effettuate delle ipotesi semplificative per adattare i sistemi reali, più complessi, a quelli simulati. L'obiettivo della tesi era quello di creare dei modelli per lo studio della dinamica della rete in occasione di particolari eventi di perturbazione. La validazione dei modelli è stata supportata anche da una campagna di misurazioni che è stato possibile condurre durante il soggiorno presso il Politecnico di Bari.

Le simulazioni hanno permesso di definire i parametri necessari a riprodurre il comportamento dinamico dei singoli dispositivi e della microgrid in generale. I vari generatori lavorando con logiche e tecnologie diverse, hanno delle risposte diverse. Quando un generatore viene pilotato in modalità following, cioè impostando dei dati valori di potenza attiva e reattiva che deve erogare, la sua risposta è lenta e dipende dalla tecnologia costruttiva; ad esempio il sistema di accumulo è molto più veloce del CHP e della microturbina.

La microgrid può anche lavorare in isola, ma in questo caso è necessario che il CHP imponga una tensione e frequenza di riferimento per gli altri dispositivi, cioè lavori in modalità forming. La dinamica registrata è molto più veloce in quanto la stabilità del sistema dipende dalla sua reattività verso perturbazioni che occorrono nella microgrid.

La situazione più delicata che è stata verificata è il passaggio verso il funzionamento in isola; infatti il CHP che prima lavora in parallelo alla rete in modalità following, con una dinamica lenta, può essere chiamato in un momento casuale ad operare come Master e quindi deve cambiare immediatamente la sua logica interna in modo da rispondere alle variazioni con una dinamica estremamente veloce.

Quello che si può affermare è che i modelli creati riproducono bene il comportamento della microgrid sperimentale. È stato riscontrato un problema di calcolo del software nel momento in cui ci si trovi a lavorare in isola con una variazione a gradino del carico. Tale problema è stato risolto applicando una costante di tempo al carico in modo che la variazione a gradino del carico possa essere assimilata ad una variazione molto veloce a rampa.

A continuazione del lavoro svolto si potrebbero implementare tutti i profili di produzione e assorbimento (considerando anche dei profili dell'irraggiamento e anemometrici) e cercare eventuali perturbazioni che portano all'instabilità del sistema, in modo da definire delle deadline da non superare anche nella rete reale. Inoltre si potrebbe cercare un'altra soluzione per modellizzare il sistema Master del generatore CHP in modo da eliminare il problema riscontrato utilizzando la modalità di pilotaggio  $P_{m\_in}$ , F0Hz del convertitore di interfaccia. Una soluzione a tale problema potrebbe essere anche quella di effettuare delle simulazioni in ambiente EMT o Simulink in modo da valutare la risposta del generatore nei primissimi istanti dopo la perturbazione. Per ultimo si potrebbero studiare e definire le eventuali protezioni da adottare in una microgrid allo scopo di mantenere un'elevata qualità del servizio offerto all'utente finale.





## **RINGRAZIAMENTI**

Giunto alla conclusione di questo importante percorso, posso solamente dire Grazie!

Questi anni universitari sono stati sicuramente intensi, ma mi hanno dato la possibilità di imparare molto e di conoscere molte persone. Ritengo doveroso fare alcuni ringraziamenti in particolare.

Innanzitutto alla mia famiglia, che mi ha sempre sostenuto dandomi le giuste motivazioni in ogni occasione.

Un ringraziamento speciale lo rivolgo al Prof. Roberto Turri per la disponibilità che mi ha sempre dimostrato in questi anni e per l'aiuto che mi ha dato nella stesura di questa tesi.

Vorrei inoltre ringraziare il Prof. Enrico de Tuglie e l'ing. Alessia Cagnano del Politecnico di Bari, per avermi accolto presso i laboratori del Prince per alcuni giorni, ed avermi dato la possibilità di impreziosire questo lavoro di tesi con delle prove sul campo.

Ringrazio i miei colleghi di università che mi hanno aiutato ogni giorno, anche quando alcuni problemi sembravano insuperabili!!

Ringrazio tutti coloro mi hanno supportato e sopportato in questi anni, i miei coinquilini per questi fantastici anni passati insieme, gli amici di sempre a quelli appena conosciuti e tutti coloro che in un modo o nell'altro mi sono stati vicino.

Questo non rappresenta un traguardo, ma un nuovo punto di partenza!!!



## BIBLIOGRAFIA

- [1] P. Asmus e A. Wilson, «energyaccess.org,» Energy Access Practitioner Network, 31 07 2017. [Online]. Available: <http://energyaccess.org/news/recent-news/microgrids-mini-grids-and-nanogrids-an-emerging-energy-access-solution-ecosystem/>. [Consultato il giorno 08 02 2018].
- [2] N. Hatziargyriou, MICROGRIDS - Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids, 2002.
- [3] T. Dan T. e S. Merrill A., «The U.S. Department of Energy's Microgrid Initiative,» *The Electricity Journal*, vol. 25, n. 8, pp. 84-94, 2012.
- [4] D. Benedetti e P. Guidetti, Modelli di previsione di carico e generazione per la gestione di una microgrid in isola, Tesi magistrale, Politecnico di Milano, 2013.
- [5] W. L. R. H. X. H. B. W. A. M. A. ALi, Overview of Current Microgrid Policies, Incentives and Barriers in the European Union, United States and China, Sustainability, 2017.
- [6] E. Commission, EUR 22040 - European SmartGrids Technology Platform, 2006.
- [7] L. T. C. Schwargerl, The Microgrid Concept, Microgrids: Architectures and Control, 2013.
- [8] S. Bossart, DOE Perspective on Microgrids. Advanced Microgrid Concepts and Technologies Workshop, 2012.
- [9] E. Hayden, Introduction to Microgrids, 2013.
- [10] A. S. M. C. R. T. A. C. R. C. F. Bignucolo, Reliable Protection Systems for Locally Supplied MV Distribution Networks, CIRED, 2017.
- [11] R. Lasseter, Microgrids and Distributed Generation, Journal of Energy Engineering, 2007.
- [12] R. L. H. Nikkhajoei, Microgrid Protection, IEEE, 2007.
- [13] M. B. M. C. L. Mariam, Microgrid: Architecture, policy and future trends, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016.
- [14] IEA, Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets, 2002.
- [15] L. de Souza Rebeiro, O. R. Saavedra, S. L. de Lima e J. G. de Matos , «Isolated Micro-Grids With Renewable Hybrid Generation: The Case of Lençóis Island,» *IEEE Transactions on Sustainable Energy* , vol. 2, n. 1, pp. 1-11, 2010.
- [16] A. Cervi, Efficacia dei sistemi di protezione in microgrids con basse correnti di cortocircuito, Università degli Studi di Padova, 2018.
- [17] J. D. D. H. R. B. W. D. G. Pepermans, Distributed generation: definition, benefits and issues, Energy Policy 33, 2005.

- [18] D. B. C. H. D. J. M. S. P. Dondi, Network Integration of Distributed Power Generation, Journal of Power Sources, 2002.
- [19] DEA, La Cogenerazione ad Alto Rendimento.
- [20] U. Khan, Distributed Generation and Power Quality.
- [21] W. K. J.G. Slootweg, Impacts of Wind Power on Power System Dynamics, John Wiley & Sons, 2005.
- [22] IEEE Standards Coordinating Committee 21, IEEE Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power System Distribution Secondary Networks, IEEE Std 1547, 2013.
- [23] CEI, Comitato Elettrotecnico Italiano, Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica, CEI, 2014.
- [24] Benedetti Fabio, Micro-reti di distribuzione: controllo e modelli delle sorgenti, Tesi Specialistica, Università degli Studi di Padova, 2011.
- [25] D. Milan, Modello di microgrid per l'analisi delle strategie di gestione dello scambio di potenza attiva/reattiva con la rete, Tesi magistrale, Università degli Studi di Padova , 2015.
- [26] A. Paolucci, Lezioni di Trasmissione dell'energia elettrica, Padova: CLEUP , 1998.
- [27] E.-E. Operational Handbook, UCTE, 2004.
- [28] C. Rosati, Droop control per centrali ibride in una microrete isolata, Tesi di Laurea Magistrale, Politecnico di Milano, 2012.
- [29] AEEGSI, «298/2016/R/EEL,» 2016.
- [30] CEI, «Allegati O, T; Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica,» CEI 0-16; V3, inchiesta pubblica, 2017.
- [31] I. Scarrone, D. Olivieri, A. Cagnano, E. De Tuglie e M. Trovato , «PrInCE Lab: Sviluppo di una piattaforma sperimentale per le smart microgrid,» 2015.
- [32] A. Cagnano, E. De Tuglie e L. Cicognani, «Prince- Electrical Energy Systems Lab. A pilot project for smart microgrids,» *Electric Power Systems Research*, vol. 148, pp. 10-17, 2017.
- [33] A. Cagnano, E. De Tuglie, M. Trovato , M. Dicorato e G. Forte, «PrInCE Lab experimental microgrid Planning and operation issues,» *Environment and Electrical Engineering, IEEE*, 2015.
- [34] Schneider Electric, «Canalis KTA 800-4000 A,» 2011.
- [35] Nexans, «Alsecure,Alsecure plus».
- [36] EX3 SOLAR, *X-LINE, EXP 250/156-60*.
- [37] IMPER ITALIA, *SINTOFOIL PV 144 FIELD BONDING*.
- [38] LG, *MonoX Neon, LG300NIC-G3*.

- [39] SOLAR FRONTIER, *Power Modules SF150-S*.
- [40] Solarworld, *Sunmodule Plus SW 250-275 mono black*.
- [41] S. Romani, *Analisi tempo reale di reti attive in media tensione: limiti e vantaggi della simulazione tramite RTDS*, Tesi di Laurea Magistrale, Politecnico di Milano.
- [42] CIGRE, «Modelling and Aggregation of Loads in Flexible Power Networks,» 2014.
- [43] G. Lalor e M. O'Malley, «Frequency Control on an Island Power System with Increasing Proportion of Combined Cycle Gas Turbine,» in *IEEE Bologna PowerTech Conference*, Bologna, 2003.
- [44] G. Lalor, J. Ritchie, D. Flynn e M. O'Malley, «The Impact of Combined Cycle Gas Turbine Short Term Dynamics on Frequency Control,» *IEEE Transaction on power system*, vol. 20, n. 3, 2005.
- [45] G. R. Lalor, *Frequency control on an island power system with evolving plant mix*, National University of Ireland, 2005.
- [46] R. W.I., *Simplified mathematical representations of heavy-duty gas turbines*, J Eng Power, 1983.
- [47] CIGRE, «Modeling of gas turbines and steam turbines in combined cycle power plants,» Technical Brochure, CIGRE, 2003.
- [48] DIgSILENT PowerFactory, User Manual, 2017.
- [49] R. B. T. Mohammad, V. Behrooz e G. Wolfgang , «An Educational Guide to Extract the Parameters of Heavy Duty Gas Turbine Model in Dynamic Studies Based on Operational Data,» *IEEE Transactions on Power System*, vol. 24, n. 3, pp. 1366-1374, 2009.
- [50] G. Ghayem e H. Khaloozadeh, «Modelling and Control of a Single Shaft Heavy Duty Industrial Gas Turbine Based on Operational Data,» *International Journal on Control System and Applications*, vol. 1, n. 1, 2014.
- [51] F. M. Gonzalez Longatt, J. Luis Rueda, J. Roland, C. Charalambous e B. Rajpurohit, «Implementation of simplified models of local controller for multi-terminal HVDC systems in DIgSILENT PowerFactory,» in *PowerFactory Applications for Power System Analysis*, Springer, 2014, pp. 447-472.
- [52] A. Adrees, «Power system modelling and SSR analysis methods,» in *Risk based assessment of subsynchronous resonance in AC/DC systems*, Cham, Springer, 2017, pp. 39-66.
- [53] L. Goldstein, B. Hedman, D. Knowles, S. Freedman, R. Woods e T. Schweizer, *Gas fired distributed energy resource technology characterizations*, National Renewable energy laboratory, 200.
- [54] C. Wang, S. R. Guda e H. M. Nehrir, «Modeling of microturbine power generation system,» *Electric power components and systems*, pp. 1027-1041, 2006.
- [55] M. A. R. Nascimento, L. d. O. Rodrigues, E. C. Santos, E. E. B. Gomes, F. L. Goulart Dias, E. I. G. Velasques e R. A. M. Carrillo, «Micro gas turbine engine: a review,» in *Progress in gas turbine performance*, Intech, 2014, pp. 107-141.

- [56] Y. Zhang, H. Yun, Q. Li e T. Liu, «Modeling and simulation of digisilent based micro-grid system,» *Telkonnika indonesian journal of electrical engineering*, vol. 12, n. 6, pp. 4379-4386, 2014.
- [57] RSE Ricerca per il Sistema Energetico, «Rapporto di sintesi del progetto: rapporto su reti attive, generazione distribuita e sistemi di accumulo - piano annuale di realizzazione 2010,» 2011.
- [58] Dataenergia, «Facciamo il punto sull'installazione di accumuli a batterie di granda scala in Italia,» 2016.
- [59] R. Manzoni, M. Metzger e G. Crugnola, «ZEBRA electric energy storage system: from R&D to market,» in *Presented at HTE hi.tech.expo*, Milano, 2008.
- [60] S. Dambone Sessa, G. Crugnola, M. Todeschini, S. Zin e R. Benato, «Sodium nickel chloride battery steady-state regime model for stationary electrical energy storage,» *Journal of energy storage*, vol. 6, pp. 105-115, 2016.
- [61] J. L. Sudworth, «The sodium/nickel Chloride (ZEBRA) battery,» *Journal of power sources*, pp. 149-163, 2001.
- [62] R. Benetti, Modellizzazione di celle Na-Beta per l'accumulo elettrochimico stazionario, Tesi di laurea Magistrale Università degli studi di Padova, 2014.

# APPENDICI

## Appendice A1

Dettaglio dello script MALAB utilizzato per la modellizzazione della resistenza interna delle batterie.

```
%Script per descrivere la relazione tra Resistenza interna della batteria, SOC
%%e corrente di scarica C
% matrice A[capacità; corrente di scarica; resistenza interna]
A = [Ah C Rint;
     ... ];
%Linear model Poly43:
%Coefficients (with 95% confidence bounds):
p00 = 0.01431; %(0.006212, 0.0224)
p10 = -0.001161; %(-0.002397, 7.517e-05)
p01 = -0.05803; %(-0.1301, 0.01401)
p20 = 0.0002568; %(0.0001457, 0.000368)
p11 = 0.0004975; %(-0.003623, 0.004618)
p02 = 0.1355; %(-0.03564, 0.3066)
p30 = -1.261e-05; %(-1.676e-05, -8.456e-06)
p21 = 3.48e-05; %(-7.066e-05, 0.0001403)
p12 = -0.002758; %(-0.01023, 0.004718)
p03 = -0.08203; %(-0.1901, 0.02605)
p40 = 1.746e-07; %(1.221e-07, 2.271e-07)
p31 = -2.469e-07; %(-1.624e-06, 1.13e-06)
p22 = -5.538e-06; %(-6.341e-05, 5.234e-05)
p13 = 0.0017; %(-0.002818, 0.006219)
%Resistenza interna
Ri = p00 + p10*x + p01*y + p20*x^2 + p11*x*y + p02*y^2 + p30*x^3 + ...
     p21*x^2*y + p12*x*y^2 + p03*y^3 + p40*x^4 + p31*x^3*y + p22*x^2*y^2+...
     + p13*x*y^3;
```

## Appendice A2

Dettaglio dello script MATLAB utilizzato per l'analisi di dati .csv ricavati con SCADA.

```
% script per elaborazione dati SCADA

% import dati da foglio XLSX; Ho suddiviso i dati di interesse in vari fogli così
% da semplificare la scrittura del codice.

% [NN,TT,CC]=xlsxread('ProveCHP_1_03_2018.xlsx', foglio, elementi % selezionati);

% 12.56 inizio impostazione setpoint; prima è stato eseguito un passaggio in
parallelo.

...

%setpoint(30kW-->60kW)

[bN,bT,bC]=xlsread('ProveCHP_1_03_2018.xlsx',3,'A165:B175');

BT=datetime(bT);

figure(9)

plot(BT,bN);

title('SETPOINT 50 kW')

datetick;

%setpoint (60kW-->30kW)

[bN,bT,bC]=xlsread('ProveCHP_1_03_2018.xlsx',3,'A174:B185');

BT=datetime(bT);

figure(10)

plot(BT,bN);

title('SETPOINT 30 kW')

datetick; %cambio formato data

...

% conversione dati dei grafici e studio del transitorio

Q= struct2table(C2);

DT=R(1,1)-R(4,1);

SLOPE=R(2,1)-R(3,1);

dt=datevec(DT)

slope=datevec(SLOPE)
```