



UNIONE EUROPEA
Fondo Sociale Europeo
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale



Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR

Progetti di Ricerca Industriale e Sviluppo Sperimentale nelle 12 Aree di Specializzazione individuate dal PNR 2015-2020

Modellazione ingegneristica della nanogrid

Rapporto Tecnico di Ricerca Industriale D4.5



Avviso	Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR
Codice progetto	ARS01_01259
Nome del progetto	Community Energy Storage Gestione Aggregata di Sistemi di Accumulo dell'Energia in Power Cloud
Acronimo	ComESto
Documento	D4.5
Tipologia	Rapporto Tecnico
Data di Rilascio	30/05/2021
Obiettivo Realizzativo	OR4
Attività Realizzativa	A4.5
Soggetti Beneficiari Proponenti	UNICAL, ENEA, FBK
Elaborato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Anna Pinnarelli - UNICAL Maurizio Vizza - UNICAL Roberto Ciavarella ENEA Edoardo Gino Macchi - FBK Michele Bolognese - FBK
Verificato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Anna Pinnarelli - UNICAL
Approvato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Membri del PEB

Indice

Executive Summary.....	8
1 Modellazione ingegneristica della nanogrid.....	9
2 Stato dell'arte modelli dinamici equivalenti di componente.....	11
2.1 Modello equivalente batteria a ioni di litio	12
2.2 Modello equivalente Batteria a flusso.....	14
2.3 Modello equivalente a supercapacitori	18
2.3.1 MODELLO DELLA SINGOLA CELLA.....	19
2.3.2 MODELLO COMPLESSIVO	19
2.4 Modello equivalente Hydrogen Power to Power (tecnologia PEM).....	20
2.4.1 PEM.....	21
2.5 Modello equivalente accumulo termico.....	24
2.6 Modello equivalente accumulo idrico	25
2.6.1 SOTTOSISTEMA DI GENERAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA	25
2.6.2 SOTTOSISTEMA "CARICO ELETTRICO"	26
2.6.3 DEFINIZIONE DEL PROFILO DI CARICO.....	29
3 Implementazione dei modelli in ambiente dgsilent	30
3.1 Modello Dinamico Batteria Li-Ion.....	31
3.2 Modello dinamica Batteria a Flusso.....	31
3.3 Modello Dinamico Supercapacitore	32
3.4 Modello dinamico Cella a Combustibile tipo PEM.....	33
3.5 Accumulo Termico	34
3.6 Accumulo Idrico	35
3.7 Modello Dinamico PEI (Modalità PEI-Request)	35
3.8 Modello dinamico del controllo DBS della nanogrid	37
3.9 Modello dinamico del controllo delle microsorgenti	40
4 Modellazione della nanogrid in base a scenari definiti	41
4.1 Configurazione NG1.....	42
4.2 Configurazione NG2.....	46
4.3 Configurazione NG3	50
4.4 Configurazione NG4.....	53
4.5 Configurazione NG5	57
4.6 Configurazione NG6.....	59
5 Conclusioni.....	61
6 Riferimenti bibliografici.....	62

Indice delle figure

FIGURA 1 CONFIGURAZIONE GENERALE DELLA DC NANOGRID	11
FIGURA 2 MODELLO EQUIVALENTE BATTERIA A LITIO	13
FIGURA 3 COMPOSIZIONE SINGOLA CELLA DI UNA BATTERIA A FLUSSO	15
FIGURA 4 CIRCUITO INTERNO DEGLI ELEMENTI DI UNA SINGOLA CELLA FLOW-BATTERY	15
FIGURA 5 OCV vs SOC	17
FIGURA 6 MODELLO EQUIVALENTE DI UNA BATTERIA A FLUSSO	17
FIGURA 7 ANDAMENTO DELLA CORRENTE E DELLA TENSIONE DELLA BATTERIA CON $Q= 18 \text{ L/MIN}$	18
FIGURA 8 ANDAMENTO DEI VALORI DI R_0 E R_{ct} , a ED R_{ct} , c	18
FIGURA 9 MODELLO A SINGOLA CELLA DI UN SUPERCAPACITORE	19
FIGURA 10 MODELLO EQUIVALENTE DELLA FUEL CELL (FC)	21
FIGURA 11 MODELLO EQUIVALENTE DELL'ELETTROLIZZATORE	22
FIGURA 12 CURVE DI POLARIZZAZIONE FUEL CELL (SINISTRA) E ELETTROLIZZATORE (DESTRA)	24
FIGURA 13 PRESTAZIONI "WATER BABY"	26
FIGURA 14 MODELLO DINAMICO BATTERIA LI-ION IN AMBIENTE POWER FACTORY	31
FIGURA 15 MODELLO DINAMICO BATTERIA A FLUSSO IN AMBIENTE POWER FACTORY	32
FIGURA 16 MODELLO DINAMICO SUPERCAPACITORE IN AMBIENTE POWER FACTORY	33
FIGURA 17 MODELLO DINAMICO SISTEMA ACCUMULO PEM IN AMBIENTE POWERFACTORY	34
FIGURA 18 MODELLO ACCUMULO TERMICO IN AMBIENTE POWERFACTORY	35
FIGURA 19 MODELLO ACCUMULO IDRICO IN AMBIENTE POWERFACTORY	35
FIGURA 20 SCHEMA A BLOCCHI CONTROLLO PEI	36
FIGURA 21 ESEMPIO DEFINIZIONE V_{REF} PER UNA GENERICA RISORSA	37
FIGURA 22 MODELLO DINAMICO CONTROLLO DBS SVILUPPATO IN POWERFACTORY	39
FIGURA 23 MODELLO DINAMICO CONTROLLO MICROSORGENTI	40
FIGURA 24 MODELLAZIONE DELLA NANOGRID IN AMBIENTE POWERFACTORY	42
FIGURA 25 CONFIGURAZIONE NG1	42
FIGURA 26 VALORI DELLE TENSIONI DI RIFERIMENTO E TENSIONI DI SOGLIA DELLE RISORSE PER NG1	43
FIGURA 27 ANDAMENTO DELLA TENSIONE DEL BUS DC IN CASO DI DEFICIT IMPROVVISO DI POTENZA	43
FIGURA 28 ANDAMENTO DELLE POTENZE IN CASO DI DEFICIT IMPROVVISO DI POTENZA	44
FIGURA 29 ANDAMENTO DELLA TENSIONE DEL BUS DC IN CASO DI SURPLUS IMPROVVISO DI POTENZA	44
FIGURA 30 ANDAMENTO DELLE POTENZE IN CASO DI SURPLUS IMPROVVISO DI POTENZA	45
FIGURA 31 CONFIGURAZIONE NG2	46
FIGURA 32 VALORI DELLE TENSIONI DI RIFERIMENTO E TENSIONI DI SOGLIA DELLE RISORSE PER NG2	47
FIGURA 33 ANDAMENTO DELLA TENSIONE DEL BUS DC IN CASO DI DEFICIT IMPROVVISO DI POTENZA	47
FIGURA 34 ANDAMENTO DELLE POTENZE IN CASO DI DEFICIT IMPROVVISO DI POTENZA	48
FIGURA 35 ANDAMENTO DELLA TENSIONE DEL BUS DC IN CASO DI SURPLUS IMPROVVISO DI POTENZA	48
FIGURA 36 ANDAMENTO DELLE POTENZE IN CASO DI SURPLUS IMPROVVISO DI POTENZA	49
FIGURA 37 CONFIGURAZIONE NG3	50
FIGURA 38 VALORI DELLE TENSIONI DI RIFERIMENTO E TENSIONI DI SOGLIA DELLE RISORSE PER NG3	50
FIGURA 39 ANDAMENTO DELLA TENSIONE DEL BUS DC IN CASO DI DEFICIT IMPROVVISO DI POTENZA	51
FIGURA 40 ANDAMENTO DELLE POTENZE IN CASO DI DEFICIT IMPROVVISO DI POTENZA	51
FIGURA 41 ANDAMENTO DELLA TENSIONE DEL BUS DC IN CASO DI SURPLUS IMPROVVISO DI POTENZA	52
FIGURA 42 ANDAMENTO DELLE POTENZE IN CASO DI SURPLUS IMPROVVISO DI POTENZA	52
FIGURA 43 CONFIGURAZIONE NG4	53
FIGURA 44 VALORI DELLE TENSIONI DI RIFERIMENTO E TENSIONI DI SOGLIA DELLE RISORSE PER NG4	54
FIGURA 45 ANDAMENTO DELLA TENSIONE DEL BUS DC IN CASO DI SURPLUS IMPROVVISO DI POTENZA	54
FIGURA 46 ANDAMENTO DELLE POTENZE IN CASO DI SURPLUS IMPROVVISO DI POTENZA	55
FIGURA 47 ANDAMENTO DELLA TENSIONE DEL BUS DC IN CASO DI DEFICIT IMPROVVISO DI POTENZA	55
FIGURA 48 ANDAMENTO DELLE POTENZE IN CASO DI DEFICIT IMPROVVISO DI POTENZA	56
FIGURA 49 CONFIGURAZIONE NG5	57
FIGURA 50 VALORI DELLE TENSIONI DI RIFERIMENTO E TENSIONI DI SOGLIA DELLE RISORSE PER LA CONFIGURAZIONE NG5	57
FIGURA 51 ANDAMENTO DELLA TENSIONE DEL BUS DC IN CASO DI SURPLUS IMPROVVISO DI POTENZA – NG5	58
FIGURA 52 ANDAMENTO DELLE POTENZE IN CASO DI SURPLUS IMPROVVISO DI POTENZA – NG5	58
FIGURA 53 CONFIGURAZIONE NG6	59

FIGURA 54 VALORI DELLE TENSIONI DI RIFERIMENTO E TENSIONI DI SOGLIA DELLE RISORSE PER LA CONFIGURAZIONE NG6 60

FIGURA 55: ANDAMENTO DELLE POTENZE IN CASO DI SURPLUS IMPROVVISO DI POTENZA 60

FIGURA 56 ANDAMENTO DELLA TENSIONE DEL BUS DC IN CASO DI SURPLUS IMPROVVISO DI POTENZA 61

Indice delle tabelle

TABELLA 1 E_OCV IN FUNZIONE DEL SOC.....	16
TABELLA 2 VALORI MEDIATI SULL'INTERO RANGE DI SOC.....	17
TABELLA 3 PARAMETRI DI CIRCUITO DEL MODELLO EQUIVALENTE FC.....	23
TABELLA 4 PARAMETRI DI CIRCUITO DEL MODELLO EQUIVALENTE ELETTROLIZZATORE.....	23
TABELLA 5 POTENZA GENERATA DAL PICO-IDROELETTRICO NELLO SCENARIO 2 CONSIDERANDO UN CARICO NETTO PARI A 30 M.....	26
TABELLA 6 POTENZA GENERATA DAL PICO-IDROELETTRICO NELLO SCENARIO 2 CONSIDERANDO UN CARICO NETTO PARI A 40 M.....	26
TABELLA 7 PROFILO TIPICO DI PORTATA PER IL CASO STUDIO.....	28
TABELLA 8 PROFILO DI CARICO NEL CASO DI FUNZIONAMENTO DELLA POMPA NELLE 24 ORE.....	29

Abbreviazioni ed acronimi

Abbreviazione/Acronimo	Testo Esteso
FER	Fonti energia rinnovabili
AC	Alternate current
BMS	Battery Energy Management System
DBS	DC bus signalling
DC	Direct Current
DG-RES	Distributed Generation based on renewable energy source
DR	Demand Response
DSM	Demand Side management
HESS	Hybrid Energy Storage System
MPPT	Maximum Power Point Tracking
NG	NanoGrid
OCV	Open Circuit Voltage
P2H	Power to Heat
P2P	Power to Power
PEI	Power Electronic Interface
PEM	Proton Exchange Membrane
PV	PhotoVoltaic
SC	SuperCapacitor
SdA	Sistema di Accumulo
SOC	State of Charge
TES	Thermal Energy Storage

EXECUTIVE SUMMARY

Il presente documento, deliverable del progetto ComESTo, sintetizza i risultati delle attività condotte nell'ambito dell'attività 4.5 ("Analisi dinamica della nanogrid") dell'Obiettivo Realizzativo 4 (OR4).

L'obiettivo dell'attività di ricerca nell'ambito dell'AR 4.5 di ComESTo consiste nello sviluppo della nanogrid e della relativa analisi dinamica in ambiente di simulazione digitale. L'analisi dinamica ha fornito la modellazione ingegneristica parametrizzata dell'intera nanogrid, coinvolgendo le opzioni identificate e introducendo elementi prioritari quali: massimo utilizzo delle FER, massimo livello di sicurezza dell'approvvigionamento di energia e soddisfazione del DR, gestione dei picchi, gestione dei componenti del sistema in modalità dinamica.

Più in dettaglio, a valle della modellazione ingegneristica parametrizzata dell'intera nanogrid, si è proceduto all'analisi dinamica della rete in funzione di diversi scenari energetici corrispondenti alle seguenti modalità di lavoro: massimo utilizzo delle FER, massimo livello di sicurezza dell'approvvigionamento di energia e soddisfazione del DR, gestione dei picchi, gestione dei componenti del sistema in modalità dinamica.

L'attività svolta ha riguardato la modellazione in ambiente DigSilent Powerfactory di un primo modello statico di nanogrid in configurazione grid-connected. La fase di modellazione della nanogrid ha richiesto particolare attenzione, data l'elevata specificità strutturale in funzione del contesto applicativo scelto. A causa di tale specificità, in particolare, non si è potuto fare ricorso ai modelli di convertitori già integrati nel software di simulazione ma è stato dovuto procedere ad un adattamento alle specifiche della nanogrid. In particolare, la presenza dei filtri LC ed LCL, oltre che dei trasformatori di isolamento, ha richiesto l'inserimento di appositi "blocchi" esterni ai convertitori.

In una prima fase si è proceduto alla definizione, in ambiente di sviluppo DigSilent Powerfactory, dei modelli dinamici dei seguenti elementi/controlli presenti nella nanogrid di progetto, a partire dai modelli equivalenti di ciascun sistema di accumulo, ottenuti grazie alle attività condotte nell'ambito dell'OR2 e OR3:

- Batteria Li-Ion
- Batteria a Flusso
- Supercapacitore
- Accumulo ad idrogeno del tipo P2P (Power to Power)
- Accumulo termico
- Accumulo idrico
- PEI
- Sistema di controllo Master-Slave (DBS)

Nella seconda fase sono state modellate le configurazioni di nanogrid definite nell'A4.1 per poi analizzarne il comportamento dinamico ipotizzando le seguenti condizioni iniziali:

- Nessun surplus / deficit di potenza attiva;
- Nessuno scambio potenza con la rete;
- Il valore di tensione del DC bus iniziale pari a 400V.

1 MODELLAZIONE INGEGNERISTICA DELLA NANOGRID

Oggi il ciclo dell'energia elettrica dalla produzione al consumo è stato ridefinito con la crescente consapevolezza dell'importanza di ridurre l'impatto ambientale della produzione di energia elettrica in accordo con le politiche globali ecosostenibili. Attraverso il miglioramento diffuso e tecnologico delle DG-RES (Distributed Generation – Renewable Energy Sources) ad esempio, fotovoltaico ed eolico, l'elettricità prodotta localmente è in grado di far fronte alla domanda elettrica locale nello stesso momento/tempo. Tuttavia, l'intermittenza di questi tipi di risorse è spesso citata come un ostacolo alla loro integrazione su larga scala nella rete elettrica [1]. L'energia eolica e solare, infatti, sono caratterizzate da tempi rapidi e meno prevedibili con fluttuazioni su scale temporali da minuti a ore [1][2]. Tecniche analitiche emergenti tengono conto delle incertezze associate all'irraggiamento solare, alla velocità del vento, alla domanda e interruzioni di varie unità di produzione [1], [2],[3]. Tuttavia, come abbinare il consumo elettrico alla DG-RES e la produzione di energia, è la questione chiave che necessita di un maggiore sforzo tecnologico per essere risolta [4].

I sistemi di accumulo di energia possono essere utilizzati per creare sinergie con le DG-RES locali e il ruolo dei sistemi di accumulo è bilanciare e uniformare le fonti di alimentazione con le richieste dei carichi [4][5][6][7][8]. Infatti, per quanto riguarda questi sistemi di fonti di energia rinnovabile, i dispositivi di accumulo di energia sono tenuti a svolgere due ruoli principali: fornire una risposta rapida a grandi potenze durante i periodi di elevata produzione di PV; fornire risposte di grande capacità per far fronte al consumo elettrico locale anche quando non c'è produzione da FER, ad es. di notte [8]. Tuttavia, questi due ruoli sono difficili da svolgere da un singolo sistema di accumulo, perché la capacità elettrica aumenta con la quantità di memoria, portando a rallentare la risposta dinamica del sistema. Inoltre, l'aumento delle dimensioni del sistema di accumulo causerà un aumento dei costi [8]. Un sistema energetico ibrido (acronimo in inglese HESS), che permette di combinare le peculiarità di diversi tipi di accumulo di energia, può essere una soluzione. L'HESS offre il vantaggio di combinare diversi elementi: uno di questi elementi è avere un'elevata densità di potenza, cioè, tramite un supercondensatore e l'altro un'alta densità di energia, cioè tramite una batteria a flusso o sistemi a idrogeno [5]. Nonostante i sistemi a corrente alternata (AC) sono comunemente usati nelle reti elettriche, l'utilizzo di una nanogrid con distribuzione in DC, come le soluzioni trovate in letteratura rappresentano una soluzione strategica per un'integrazione ottimale delle risorse rinnovabili (RES) nella rete elettrica. Gli studi trovati presentano soluzioni che prevedono l'utilizzo di un sistema di accumulo (SdA), che accoppiato ad un DC bus comune, agisce come un buffer energetico bilanciando la curva di domanda di energia (End Use) e curva di produzione energetica da rinnovabili [9][10] [11] [12].

Nell'ambito del progetto ComESTo, è stata definita l'architettura generale di un sistema ibrido quale la nanoGrid (nG), rappresentata in Figura 1. In particolare, la nG è un sistema ibrido capace di gestire contemporaneamente più tipologie di sorgenti di generazione e/o sistemi di accumulo di differente tecnologia, carichi elettrici e lo scambio dei flussi energetici con la rete elettrica. I carichi della nG sono suddivisi in carichi elettrici AC e carichi critici collegati al bus DC mediante apposito convertitore. Ciascuna unità è interfacciata al DC bus mediante un opportuno convertitore di potenza, DC/DC o AC/DC. Da tale configurazione generale sono state definite delle

configurazioni specifiche in base alle caratteristiche tecniche dei singoli sistemi di accumulo e alla loro complementarità, individuando delle fattibili configurazioni di nG per applicazioni residenziali dal punto di vista tecnico-economico in base anche ai risultati del tool di simulazione messo a punto nell’A4.2 e meglio descritto in D4.2.

Dal punto di vista della supervisione e controllo delle varie unità e quindi dei rispettivi convertitori, si è adottata una tecnica decentralizzata a logica DBS (DC Bus Signaling) dove, pertanto, un aspetto caratterizzante è l’assenza di comunicazione tra i sistemi di controllo delle singole unità, per come meglio dettagliato nel D4.1, ed è comunque prevista un’architettura di comunicazione tra le varie unità ed il gestore della nG ai fini di settaggi e di monitoraggio come definita in D4.4. La commutazione tra le diverse modalità di funzionamento e la corrispondente attivazione dell'apposita logica di controllo (master o slave) per i convertitori di appartenenza alla nG dipende solo dal livello di tensione del DC bus. Un limite di questa logica di controllo, se il numero di risorse per essere gestito aumenta, è l’identificazione dei livelli di tensione per garantire il funzionamento della nG ad un livello di tensione del bus DC che non si discosta molto dal suo valore nominale. A tal fine, il contributo definito nel progetto ComeSto rispetto a quanto presente in letteratura [6] [13][14] [15][16] [17] [18] [19] [20] [21] [22] [23] consiste nel proporre soglie dinamiche di tensione del bus DC al fine di assegnare il ruolo di Master considerando la reale configurazione della nG effettivamente disponibile senza interruzione del servizio [24]. Va osservato che la logica di controllo DBS è stata realizzata in modo flessibile consentendo facilmente di gestire sia risorse per le quali sono definite una soglia di tensione inferiore, una tensione di riferimento ed una soglia di tensione superiore per l’attivazione delle modalità master e slave, che risorse attivabili in sola modalità master al superamento di una specifica soglia di tensione come il caso del carico termico. Nel caso specifico la funzione “Attivazione Slave” viene disabilitata mentre la funzione “Attivazione master” è attiva.

Attraverso questa tecnica di controllo, anche la fornitura di servizi ancillari (quale ad es. la regolazione della potenza attiva/reattiva) può essere gestita, nonché l’integrazione a modelli di Demand response, per come meglio dettagliato in D4.1. Tali funzionalità ben si adattano al cambiamento a cui si sta assistendo che sta portando dal mercato elettrico unico tradizionale in n-mercati locali gestiti da un aggregatore (modello PowerCloud [9]) dove gli utenti finali possono essere Prosumers (sia un consumatore che un produttore) o Prosumages (sia un consumatore che un produttore con sistema di stoccaggio) o non consumatori (utenti completamente autosufficienti), o semplicemente produttori.

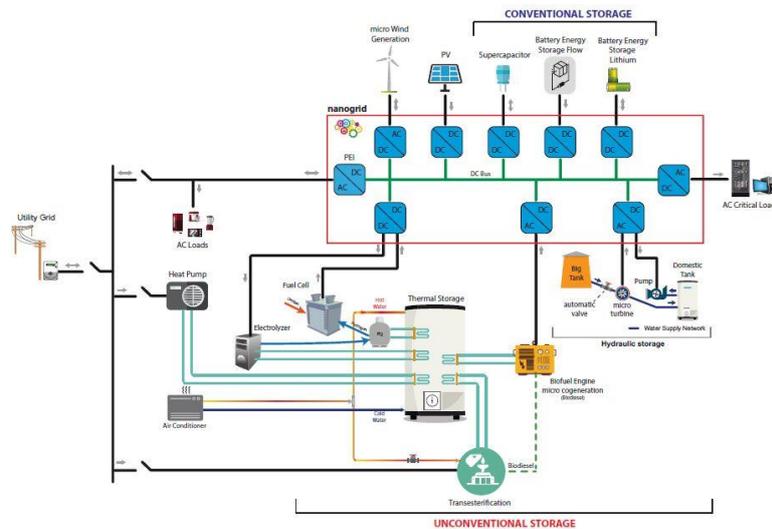


Figura 1 Configurazione generale della DC nanoGrid

A seguire dopo una breve trattazione dello stato dell'arte sui modelli dinamici equivalenti delle tecnologie di accumulo in studio, si è proceduto a definire i modelli dinamici in ambiente di sviluppo DigSilent Powerfactory dei singoli componenti e successivamente delle 6 configurazioni di NG definite in A4.1.

Per poi presentare alcuni dei risultati di simulazioni ottenuti attraverso il modello complessivo di nG nelle sue diverse configurazioni. Vale la pena notare che tutte le simulazioni hanno evidenziato la capacità della DBS di attivare la tecnologia del sistema di accumulo che più si adatta a svolgere il ruolo di Master in base alla configurazione di NG e alla sua condizione operativa. Infatti, al verificarsi di una variazione della tensione sul DC bus la prima attivazione da master richiede un significativo trasferimento di energia in un intervallo di tempo limitato per contenere in modo rapido la variazione stessa, pertanto la DBS è in grado di attivare il sistema di accumulo più veloce come primo master mentre l'ultimo master attivato è il sistema di accumulo più lento, in grado di fornire energia in un più ampio intervallo di tempo. La presenza delle diverse soluzioni di accumulo nella nG, grazie alla DBS, rende il sistema complessivo in grado di raggiungere prestazioni ottimali che non sono ottenibili utilizzando un'unica tecnologia di accumulo.

2 STATO DELL'ARTE MODELLI DINAMICI EQUIVALENTI DI COMPONENTE

Le tecnologie di accumulo elettrico comprendono un'ampia categoria di dispositivi. Una classificazione dei sistemi di accumulo frequentemente adottata in letteratura fa riferimento alla specifica forma di energia e distingue i sistemi di accumulo in: stoccaggio elettrochimico, accumulo di tipo meccanico, accumulo elettrostatico, accumulo elettromagnetico e stoccaggio di sostanze chimiche. I sistemi di accumulo, infatti, vengono generalmente scelti in base alla funzione che sono chiamati a svolgere. Di seguito vengono presentati brevemente i sistemi di accumulo individuati nel progetto ComESto, analizzati e sperimentati in dettaglio in OR2 e OR3, fornendo i rispettivi modelli elettrici equivalenti utilizzati nell'analisi dinamica delle diverse configurazioni NanoGrid.

2.1 Modello equivalente batteria a ioni di litio

Le batterie agli ioni di litio hanno numerose varianti e sono caratterizzate da un'elevata potenza specifica, motivo per cui trovano largo impiego anche nella trazione elettrica. Il principale svantaggio di queste soluzioni è il costo elevato determinato dalla necessità di sistemi di sicurezza che devono essere adottati per difendersi da potenziali situazioni di sovraccarico. Le batterie al litio sono sistemi ad alta energia e quindi devono essere trattate con la massima cura. L'intervallo di temperatura di lavoro è molto ampio e può andare da $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ (per alcune celle commerciali fino a $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$) fino a $60\text{ }^{\circ}\text{C}$, sebbene la temperatura consigliata sia di $30\text{ }^{\circ}\text{C}$. L'abuso elettrico, meccanico e termico può causare processi, come perdite termiche, che possono danneggiare la cella e, nel peggiore dei casi, determinare anche la gassificazione e il rilascio di vapori infiammabili del solvente presente nell'elettrolita. Per questi motivi, le celle Li-Ion sono spesso dotate di Battery Management System (BMS) per la gestione delle celle quali tensione, corrente, temperatura, che regola la carica e interviene se i parametri di funzionamento superano i limiti impostati. Inoltre, sempre per ragioni di sicurezza, le celle sono spesso dotate di robusti contenitori metallici [25]

Le celle agli ioni di litio hanno un'energia specifica compresa tra $130\text{-}180\text{ Wh / kg}$, corrispondente a una densità di energia di $270\text{-}380\text{ Wh / l}$ (la più alta di tutti i sistemi di accumulo elettrochimico). La potenza specifica può raggiungere, valori di picco di 1800 W / kg (con energia specifica ridotta), per celle appositamente progettate per lavorare ad alta potenza. Le celle ai polimeri di litio hanno valori di energia specifica e densità energetica molto simili ($140\text{-}150\text{ Wh / kg}$), mentre la potenza specifica può raggiungere i 2800 W / kg . L'efficienza energetica è molto elevata per entrambe le tecnologie, con valori fino al 95% a seconda delle condizioni operative. La durata in cicli delle celle è di 500 cicli con una profondità di scarica del 100% ed è collegata con legge logaritmica alla profondità di scarica. Un aspetto negativo delle celle agli ioni di litio è quello relativo al degrado generalmente subito da questi dispositivi nel tempo, che si traduce in una progressiva riduzione della sua capacità a partire dal momento della fabbricazione, indipendentemente dal numero di cicli di carica / scarica.

Utilizzando modelli accurati ed efficienti, i progettisti di sistemi possono prevedere il comportamento delle batterie e ottimizzare la relativa gestione delle prestazioni. Lo sviluppo basato su modelli comprende lo studio delle caratteristiche elettriche, elettrochimiche, termiche e di invecchiamento. In letteratura sono presenti un cospicuo numero di lavori sulla modellistica delle batterie elettrochimiche, usualmente incentrati sulle diverse tecnologie e con diversi livelli di astrazione. Fondamentalmente, può essere fatta una classificazione in modelli matematici ed elettrochimici, termici ed elettrici. A differenza dei modelli matematici, elettrochimici o termici, i modelli elettrici sono intuitivi e facili da usare e sono costituiti da circuiti equivalenti composti da componenti elementari come resistori, condensatori induttori e una sorgente di tensione. Pertanto, sono particolarmente adatti per l'uso nei simulatori di circuiti. La precisione ottenibile con questi modelli per quanto riguarda le caratteristiche di tensione e corrente, nonché lo stato di carica, è sufficiente per molte applicazioni.

Il lavoro presentato in [1] fa uso di una rete elettrica basata sul modello di Thevenin, e caratterizzando sia una dinamica veloce che una dinamica lenta riesce a mantenere un alto grado di accuratezza, considerando le proprietà importanti e rimanendo compatibile con batterie al piombo acido, NiCd, NiMH, Liion, polimeri di litio e altre

batterie elettrochimiche ed è stato preso a riferimento per la modellazione del sistema di storage basato sulla tecnologia LiFePO₄. La scelta è anche motivata dalla praticità della tecnica per l'identificazione dei parametri caratteristici del modello. Lo schema elettrico equivalente di una singola cella è riportato in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**, dove, con il circuito a sinistra si modella la capacità, il SOC e l'autonomia mentre con il circuito a destra si modella sia il transitorio che la caduta di tensione in fase operativa (operation).

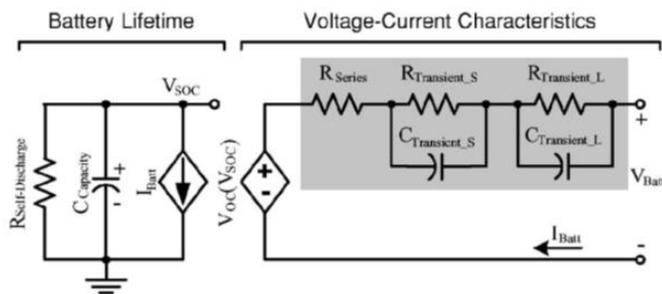


Figura 2 Modello equivalente batteria a litio

In particolare, la cosiddetta capacità utile viene modellata da un condensatore (C_Capacity), da una resistenza di auto-scarica (R_Self-Discharge) e da una resistenza equivalente (la somma di R_Series, R_Transient_S e R_Transient_L). Con il condensatore C_Capacity si rappresenta la carica immagazzinata nella batteria, ovvero il SOC, convertendo la capacità nominale della batteria (in Ahr) in carica (in coulomb) e il suo valore è quindi definito come:

$$C_capacity = 3600 * Capacity (Ah) * f_1 (Cycle) * f_2 (Temp)$$

dove, Capacity [Ah] indica la capacità nominale, f_1 e f_2 sono i fattori correttivi del numero di cicli e della temperatura rispettivamente.

Impostando la tensione iniziale su C_Capacity uguale a 1 V o 0 V, la batteria viene inizializzata o completamente carica (ovvero SOC è 100%) o completamente scarica (ovvero SOC è 0%). La variazione di corrente non ha effetto su C_Capacity, mentre la variazione della capacità utilizzabile dipende dalla corrente a causa della caduta di tensione sulla resistenza interna (la somma di R_Series, R_Transient Short-time e R_Transient Long-time) e la tensione di fine scarica. Quando la batteria viene caricata o scaricata, la sorgente di corrente controllata dalla corrente I_Batt viene utilizzata per caricare o scaricare la capacità C_Capacity in modo che il SOC, rappresentato da V_SOC, cambi in modo dinamico. Pertanto, l'autonomia complessiva della batteria si ottiene quando la tensione della batteria raggiunge la tensione di fine scarica. Come detto, la resistenza di autoscarica R_Self-Discharge è utilizzata per caratterizzare la perdita di energia di autoscarica quando le batterie sono conservate a lungo. Teoricamente, R_Self-Discharge è funzione del SOC, temperatura e, spesso dal numero di cicli, praticamente può essere semplificato come un grande resistore, o addirittura ignorato. La tensione a circuito aperto (VOC) dipende fortemente dal SOC secondo una relazione non lineare e viene modellata con l'utilizzo del generatore di tensione controllato VOC (V_SOC). La relazione si può ottenere sperimentalmente ed in maniera rapida a partire da alcune misure della tensione a circuito aperto in alcuni punti diversi di SOC e sfruttando delle tecniche di estrapolazione e media. Infine, la risposta transitoria, ad esempio considerando una variazione a gradino della corrente, è caratterizzata da una caduta istantanea e da due dinamiche (una lenta ed una veloce) della variazione della

tensione ai morsetti della batteria. Pertanto, la risposta transitoria è caratterizzata dalla resistenza R_{series} e da due reti RC con costanti di tempo, veloce e lenta, anch'esse individuate sperimentalmente. In questa fase iniziale di modellistica vengono utilizzate le relazioni presentate, per singola cella, nel lavoro di riferimento per poi generalizzarle nel modello complessivo e perfezionarle in fase successiva su misure di laboratorio:

$$V_{OC}(SOC) = -1.031e^{-35 \cdot SOC} + 3.685 + 0.2156 \cdot SOC - 0.1178 \cdot SOC^2 + 0.3201 \cdot SOC^3$$

$$R_{Series}(SOC) = 0.1562e^{-24.37 \cdot SOC} + 0.07446$$

$$R_{Transient_S}(SOC) = 0.3208e^{-29.14 \cdot SOC} + 0.04669$$

$$C_{Transient_S}(SOC) = -752.9e^{-13.51 \cdot SOC} + 703.6$$

$$R_{Transient_L}(SOC) = 0.3208e^{-29.14 \cdot SOC} + 0.04669$$

$$C_{Transient_L}(SOC) = -752.9e^{-13.51 \cdot SOC} + 703.6$$

2.2 Modello equivalente Batteria a flusso

La prima batteria a flusso della storia aveva come reagenti zinco e cloro, utilizzata per l'alimentazione di un dirigibile. L'utilizzo del vanadio (V) è stato menzionato per la prima volta nel 1933 da P.A. Pissort, in Francia (Brevetto 754 065-1933) mentre un brevetto su una cella a flusso di cloruro di titanio è stato registrato da Walter Kango in Germania nel 1954. Successivamente nel 1984 c'è stato il primo prototipo delle moderne batterie al vanadio presso l'Università del Galles [26]. Ad oggi, più di 30 installazioni di batterie a flusso medio-grande in Giappone, Europa, Stati Uniti e Cina hanno dimostrato i vantaggi tecnici delle batterie a flusso in una serie di applicazioni off-grid e grid-connected, ma la sfida attuale è quella di ridurre i costi per una penetrazione commerciale diffusa. Tuttavia, rispetto ad altre tecnologie di batterie più consolidate (ad esempio ioni litio), le batterie a flusso presentano una densità di energia inferiore e i loro vincoli fisici rendono più difficile per loro competere con altre tecnologie di batterie più flessibili, in particolare in ambito mobile. Un vantaggio nell'utilizzo delle batterie a flusso è la possibilità di modificare facilmente la capacità, modificando le dimensioni fisiche dei serbatoi dell'elettrolita.

Oggi risultano in commercio le tipologie vanadio-vanadio, zinco-bromo, ferro-cromo, vanadio-bromo e vanadio-ossigeno [27]. Altre tipologie come, ad esempio, idrogeno-bromo e ferro-ferro sono in fase di sviluppo industriale. La tipologia vanadio-vanadio rispetto alle altre coppie di reagenti ha il vantaggio di presentare diversi stati di ossidazione appartenenti ad una stessa specie chimica. Ciò rende limitati gli effetti irreversibili della contaminazione delle soluzioni e aumenta quindi sensibilmente la vita utile della batteria.

Nelle batterie a flusso avvengono reazioni di ossidoriduzione che convertono l'energia chimica degli elettroliti in energia elettrica e viceversa. Le soluzioni elettrolitiche, contenute in serbatoi esterni, vengono pompate nello stack, l'elemento core della batteria, e fluiscono attraverso elettrodi. Sulla superficie porosa degli elettrodi avvengono le reazioni e il trasferimento di carica. Il flusso di elettroni fluisce attraverso un circuito esterno generando la corrente utile. Risulta fondamentale mantenere separate le due soluzioni elettrolitiche, per questo frequentemente viene impiegata una speciale membrana a scambio ionico che consente il passaggio degli ioni che si formano, ma impedisce il passaggio degli elettroni.

Le principali perdite in questi sistemi, oltre alla cinetica di reazione di trasferimento di carica, sono le perdite ohmiche e quelle connesse con il trasporto di massa nell'elettrolita e nel separatore. Inoltre, un fattore chiave in molti di questi sistemi è il crossover di specie attraverso il separatore (ovvero usualmente la membrana a scambio ionico), che dipende dalla corrente e dalla permeabilità della membrana. Oltre alle reazioni di ossidoriduzione che avvengono all'anodo e al catodo avvengono reazioni secondarie che vanno a ridurre l'efficienza globale del sistema. Queste reazioni parassite (per es. evoluzione di idrogeno e ossigeno) sono sempre presenti ma diventano significative soltanto ad elevata densità di corrente. Gli elementi che compongono una singola cella sono esemplificati in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** Uno stack è costituito da una serie di singole celle ed inoltre è possibile collegare due stack in serie con dei connettori bipolari per aumentare la tensione.

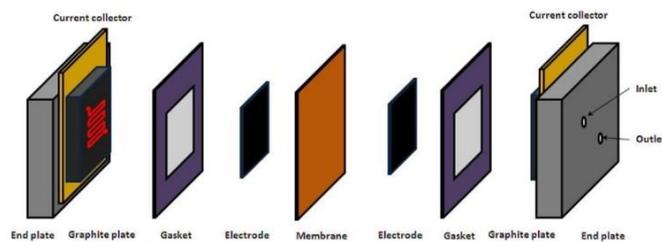


Figura 3 composizione singola cella di una batteria a flusso

I parametri di impedenza interna di una qualsiasi cella elettrochimica possono essere rappresentati dal circuito equivalente di Randles [27]. In **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** si presenta la configurazione elettrica utilizzata [29]:

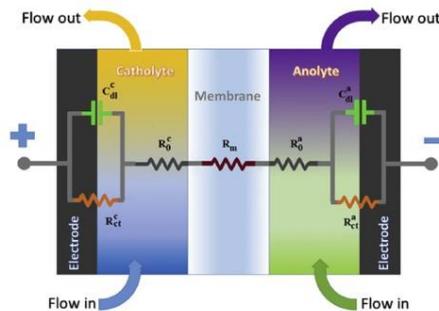


Figura 4 Circuito interno degli elementi di una singola cella flow-battery

Si può osservare come l'elettrolita catodico (catholyte) e anodico (anolyte) sono entrambi composti da una combinazione in serie di R_{ct}^c e C_{dl}^c , R_{ct}^a e C_{dl}^a per l'elettrolita catodico e anodico rispettivamente.

R_{ct} rappresenta la resistenza di trasferimento di carica attraverso l'interfaccia elettrodo-elettrolita. R_{ct} varia man mano che la configurazione di questa interfaccia cambia in funzione della variazione di portata Q . R_{ct} varia quindi in funzione dello stato di carica (SOC).

Si definisce come SOC (State Of Charge), lo stato di carica della batteria e OCV (Open Circuit Voltage) la tensione a circuito aperto. E' possibile in linea teorica determinare lo SOC attraverso l'equazione di Nerst [30]:

$$OCV = E^0 + \frac{RT}{nF} \ln \left(\frac{\Pi(a_{i,ox}^{v_{ox}})}{\Pi(a_{i,red}^{v_{red}})} \right)$$

In cui R è la costante universale dei gas, T la temperatura, $a_{i,red}$ è l'attività chimica della specie i -esima in forma ridotta, $a_{i,ox}$ è l'attività chimica della specie i -esima in forma ossidata, F è la costante di Faraday, n è il numero di elettroni trasferiti nella semireazione ed E^0 è il potenziale standard di riduzione della specie. R_{ct} può essere espresso in funzione della corrente di scambio (I_0):

$$R_{ct} = \frac{RT}{n_e F I_0}$$

In cui n_e è il numero di elettroni scambiati per mole della soluzione elettrolitica. C_{dl} rappresenta la capacità che deve essere caricata affinché inizi il trasferimento di elettroni nell'elettrolita. La corrente di carica (i_{dl}) decade esponenzialmente con il tempo, e risulta insignificante quando il condensatore è completamente carico.

Nel circuito equivalente di Randles si introduce la resistenza in serie R_0 . Questa risulta essere la resistenza equivalente di R_0^a , R_0^c che rappresentano la resistenza della soluzione elettrolitiche delle semi-cella (elettrolita anodico e catodico) e di R_m che invece rappresenta la resistenza a scambio protonico. Quindi R_0 è definito come segue:

$$R_0 = R_0^c + R_m + R_0^a$$

Durante i cicli di carica/scarica delle singole celle, la composizione delle sostanze chimiche attive nella cellula cambia man mano che le sostanze chimiche vengono convertite tra gli stati di carica e scarica, e questo si riflette nelle variazioni dell'impedenza cellulare. Sarebbe possibile quindi calcolare lo SOC misurando le variazioni di impedenza interna, ma questa non è un'operazione semplice sia per la difficoltà di interpretazione dei dati e sia perché l'impedenza è una funzione della temperatura. Si presenta in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** l'andamento della OCV in funzione dello SOC. Infine, si riporta il valore della tensione a circuito aperto (E_{OCV}) in funzione del SOC in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**

Tabella 1 E_{OCV} in funzione del SOC

SOC	E_{OCV}
0,0001	18,09338
0,0085	22,59105
0,05	24,42475
0,1	25,17978
0,2	25,9992
0,3	26,54384
0,4	26,99029
0,5	27,4
0,6	27,80971
0,75	28,51011
0,9	29,62022
0,95	30,37525
0,99	32,0432
0,9999	36,70662

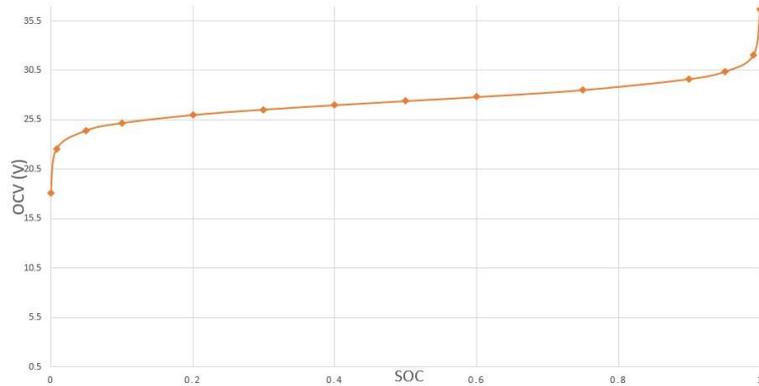


Figura 5 OCV vs SOC

Tutti i componenti elettrici del modello presentano una certa dipendenza dallo SOC e dalla portata, ma i valori di R_{ct} presentano una variazione inferiore rispetto a quelli di C_{dl} ed R_0 [28]

Si presentano in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** i valori mediati sull'intero range di SOC per ciascun elemento, in fase di carica (40 A) e scarica (-40 A), a portata costante.

Tabella 2 Valori mediati sull'intero range di SOC

Corrente	Portata (l/min)	R_0 (Ω)	$R_{ct,a}$ (Ω)	$R_{ct,c}$ (Ω)	$C_{dl,a}$ (F)	$C_{dl,c}$ (F)
40 A (carica)	3	0.120	2.89 E-02	5.99 E-03	0.24 E+03	0.94 E+03
40 A	18	0.045	0.85 E-02	2.04 E-03	11.6 E+03	45.6 E+03
-40 (scarica)	3	0.141	2.89 E-02	5.99 E-03	0.24 E+03	0.94 E+03
-40 A	18	0.07	0.85 E-02	2.04 E-03	11.6 E+03	45.6 E+03

Si può notare come in carica e scarica, considerando la stessa portata, solo il valore di R_0 cambia, mentre gli altri rimangono costanti. Inoltre, si può notare come al variare della portata i valori di R_{ct} , presentano piccole variazioni rispetto ai valori degli altri parametri. Il modello complessivo equivalente è riportato in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** In questo modello non si considerano le correnti che circolano nelle pompe esterne e i rispettivi sistemi di controllo. Queste garantiscono il flusso delle portate dell'elettrolita catodico e anodico

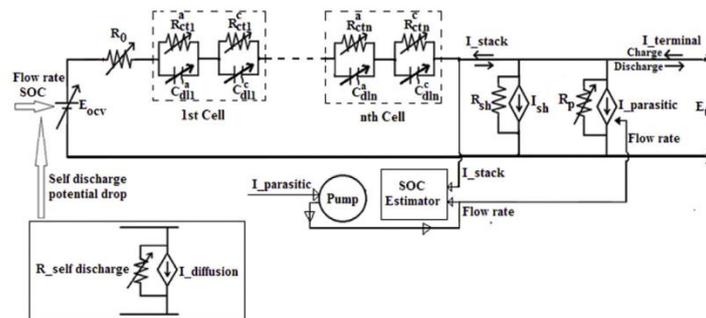


Figura 6 Modello equivalente di una batteria a flusso

Si presenta in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** l'andamento della tensione della batteria (in

rosso) e della tensione di circuito aperto con una corrente di carica (40 A) e successiva scarica (-40 A). In **Errore**.

L'origine riferimento non è stata trovata. si riporta l'andamento dei valori di R_0 e $R_{ct,a}$ ed $R_{ct,c}$.

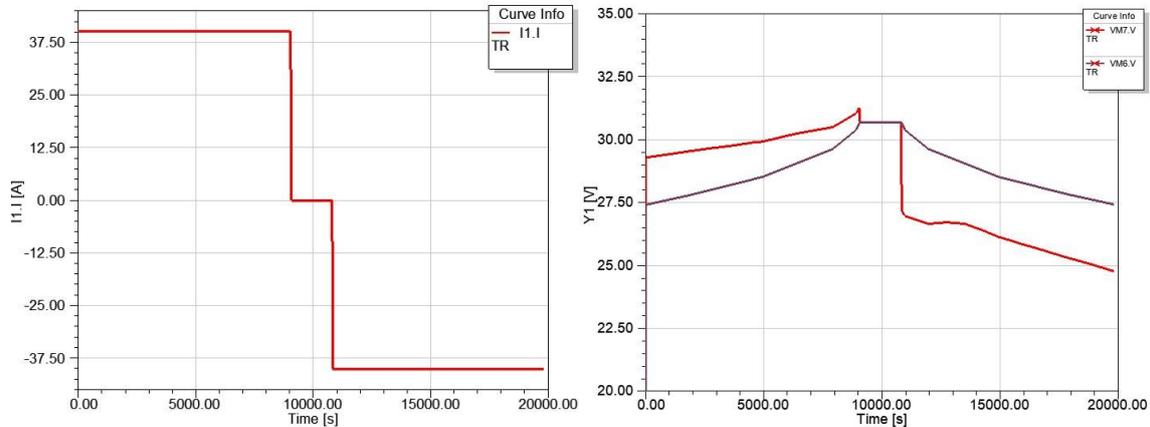


Figura 7 Andamento della corrente e della tensione della batteria con $Q= 18 \text{ l/min}$

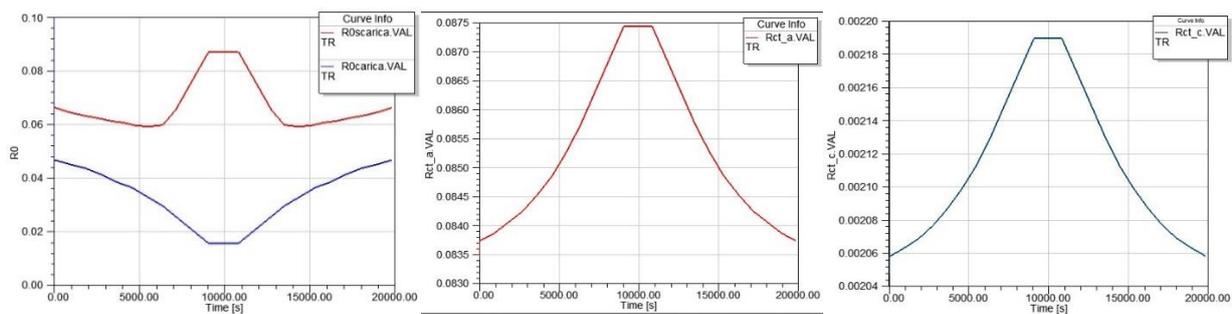


Figura 8 Andamento dei valori di R_0 e $R_{ct,a}$ ed $R_{ct,c}$

2.3 Modello equivalente a supercapacitori

I supercondensatori (electric double layer capacitor o ultracapacitor) sono stati scoperti nel 1957 [31] e molti studi recenti sono stati dedicati e focalizzati sul comportamento e sui materiali di alcuni componenti. Ad esempio, per gli elettrodi, sono stati ampiamente studiati materiali come i nanomateriali di carbonio (in particolare i nanotubi di carbonio, il grafene, il carbonio mesoporoso e i loro ibridi) [32] mentre per gli elettroliti gel è stato studiato il comportamento di alcoli polivinilici alcalini e ioduri di potassio (PVA-KOH-KOH-KI) [33]. Molte sono le applicazioni in cui i supercondensatori trovano un utilizzo ottimale, grazie alla loro capacità di soddisfare impulsi dinamici di domanda energetica utilizzando alti valori di intensità corrente [34] oppure integrazioni in reti di energie rinnovabili [35] o in particolare con impianti fotovoltaici [36]. Il principale fattore limitante nelle diverse applicazioni è rappresentato dal comportamento di autoscarica del supercondensatore. Allo scopo di limitare questo fenomeno si stanno studiando nuove tecniche basate ad esempio sull'utilizzo di particolari additivi chimici [37].

I modelli utilizzati per l'analisi dei supercapacitori si dividono in modelli elettrochimici molto accurati [38], modelli matematici tridimensionali [39] e modelli elettrici. Questi ultimi si basano su circuiti elettrici equivalenti costituiti da una serie di diramazioni in serie e parallelo di RC [40]. Il valore delle resistenze da inserire nel circuito equivalente dipendono essenzialmente da una serie di parametri fisici quali: la resistenza dei materiali

degli elettrodi, la resistenza della soluzione elettrolitica, la larghezza dei porti, la porosità della membrana e la qualità di collegamento. Naturalmente, un modello elettrico per prendere in considerazione tutti questi parametri risulterebbe troppo complicato, sono stati quindi studiati una serie di modelli elettrici semplificati di più facile utilizzo. Questi sostanzialmente differiscono in numero di diramazioni e nella scelta di utilizzo componenti a valori costanti [41] o con valori variabili e circuiti equivalenti non lineari [42]. Inoltre altri studi hanno studiato il comportamento con diversi profili di corrente, allo scopo di individuare parametri rappresentativi [43].

2.3.1 MODELLO DELLA SINGOLA CELLA

Adottando un modello elettrico semplificato (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** a sinistra) vengono quindi trascurati i comportamenti elettrici reali dei supercondensatori. Infatti, un elettrodo a carbone attivo ha pori di varie dimensioni sulla superficie. Le cariche elettriche sono immagazzinate dagli ioni che si spostano sulla superficie dell'elettrodo poroso come indicato (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** a destra) e possono muoversi facilmente e rapidamente in un canale poco profondo dei pori, mentre si muovono molto lentamente nel canale profondo a causa della resistenza fisica. Ciò significa che il canale poco profondo può essere caricato completamente e rapidamente, mentre il canale profondo può essere caricato abbastanza lentamente. Per questo motivo, un modello equivalente dettagliato considera più elementi in parallelo di condensatori e più elementi di resistenze in serie, come mostrato in Figura 9 dove C e R nel sito più profondo hanno valori elevati.

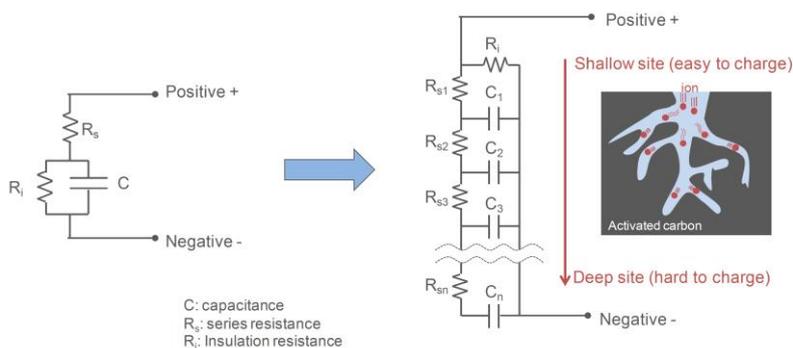


Figura 9 Modello a singola cella di un supercapacitore

Il modello elettrico semplificato è quindi composto dalla capacità C (tipicamente da pochi F fino a migliaia di F) con una resistenza Ri in parallelo ed una resistenza Rs in serie. La resistenza Ri o leakage, modella i difetti di isolamento inevitabili nella fabbricazione ed è generalmente molto grande (1000-10000 ohm), cosicché il tempo di autoscarica è molto lungo (giorni o settimane). Invece, la resistenza serie Rs è molto piccola (decine di milliohm), comportando una caduta di tensione ridotta ai morsetti (rispetto alla tensione ideale di targa, usualmente 2.7 V, 2.85 V o 3V) e un surriscaldamento limitato quando avvengono cariche e scariche molto intense. Infine, il circuito elettrico equivalente è puramente passivo e non fa infatti uso di generatori o altri elementi attivi che possano produrre una tensione residua.

2.3.2 MODELLO COMPLESSIVO

Facendo riferimento alla documentazione tecnica del supercondensatore individuato in A2.2 il modello complessivo viene definito come una combinazione circuitale del modello della singola cella. In particolare, nell'ambito dell'A2.2, si prevede l'utilizzo di moduli costituiti da supercapacitori aventi capacità di 3000 F, R_i dell'ordine dei 1000 ohm e R_s dell'ordine dei 10 milliohm. Quindi, le tensioni e capacità desiderate sono ottenute ponendo opportunamente in serie e/o parallelo un cospicuo numero di celle. Tuttavia, la capacità utile complessiva dell'accumulatore a SC, intesa come il valore di capacità espressa in Wh, dipende dalla minima e massima tensione alle quali il convertitore di interfaccia tra cluster SC e Bus dc è in grado di funzionare. In particolare, il convertitore che verrà utilizzato presenta come minima e massima tensione di funzionamento 32 V e 64 V rispettivamente, per cui la tensione del cluster di supercapacitori dovrà sempre essere compresa, pena il distacco per under/overvoltage tra questi valori. Il dimensionamento avviene, pertanto, in base alla specifica di fornire 3 kW per 8-10 min, ovvero 450 Wh. Considerando il range di tensione operativo di funzionamento (32V-64V), tale energia corrisponde a circa $\frac{3}{4}$ della capacità effettiva del cluster. Dunque, la capacità minima nominale dovrà essere di 600 Wh. Si prevede pertanto che il cluster a SC sarà costituito da 8 stack collegati in parallelo all'ingresso del DC/DC, ognuno composto con 23 celle elementari di SC connesse in serie.

2.4 Modello equivalente Hydrogen Power to Power (tecnologia PEM)

Le celle a combustibile (fuel cells) sono sistemi elettrochimici capaci di trasformare l'energia chimica di un combustibile (che solitamente è idrogeno) in energia elettrica. Queste tecnologie presentano un rendimento nettamente più alto rispetto ai motori termici tradizionali. Il funzionamento è molto simile a quello delle batterie a flusso, solo che a differenza di queste le fuel cells utilizzano come agente ossidante ossigeno o più comunemente aria. Una cella a combustibile è formata da due elettrodi porosi separati da un elettrolita. Le diverse tecnologie di celle a combustibile differiscono principalmente per il tipo di elettrolita utilizzato e per la temperatura operativa di funzionamento ma hanno si basano sulle stesse reazioni.

All'anodo avviene l'ossidazione dell'idrogeno (H_2) che fluisce in maniera costante mentre al catodo avviene la riduzione dell'ossigeno (O_2) presente nell'aria [44]

L'elettrolita ha la funzione di permettere agli ioni H^+ che si formano ed impedire il passaggio degli elettroni e che invece passano attraverso un circuito esterno. Inoltre, la trasformazione di energia chimica in energia elettrica è esotermica; quindi, è necessario estrarre calore in modo da mantenere la temperatura di funzionamento della cella il più costante possibile.

Classificando le fuel cell in funzione del tipo di elettrolita, si ha:

1. Fuel cell alcaline (AFC);
2. Fuel cell ad ossido solido (SOFC);
3. Fuel cell ad acido fosforico (PAFC);
4. Fuel cell a carbonati fusi (MCFC);
5. Fuel cell a membrana a scambio protonico (PEM)

Tra tutte queste tipologie le PEM sono le celle a combustibile che lavorano con un range di temperatura più basso (20-180 °C) [45][46]. Alcuni dei vantaggi dell'utilizzo di idrogeno come vettore energetico sono la possibilità di stoccaggio a lungo termine e il facile "scale up" del sistema, poiché lo stoccaggio e l'utilizzo dell'idrogeno possono essere effettuati dove necessario senza particolari restrizioni sulla ubicazione del sistema.

Le componenti principali di un sistema di accumulo del tipo Power to Power basato su idrogeno sono le seguenti:

- Convertitore di entrata

Un sistema di conversione atto a convertire energia elettrica in ingresso in idrogeno in uscita. Può essere basato su diverse tecnologie come membrana di scambio protonico PEM (Proton Exchange Membrane), membrana di scambio anionico AEM (Anion Exchange Membrane), elettrolizzatore di ossido solido SOE (Solid Oxide Electrolyser);

- Stoccaggio dell'idrogeno

Un sistema di stoccaggio dell'idrogeno. Particolare interesse è stato diretto verso lo stoccaggio di idrogeno sotto forma gassosa in serbatoi in pressione fino a 70MPa o sotto forma liquida a temperature di 20-22 K (-253 °C) o sotto forma solida con, ad esempio, idruro di metallo reversibile;

- Convertitore di uscita

Un sistema per convertire da idrogeno in energia elettrica in uscita. Può essere costituito da una cella a combustibile basata su diverse tecnologie come membrana di scambio PEM, cella a combustibile alcalina AFC (Alkaline Fuel Cell), cella a combustibile ad ossido solido SOFC (Solid Oxide Fuel Cells).

È possibile, inoltre, impiegare celle a combustibile reversibili che integrano le funzionalità di un elettrolizzatore e una cella a combustibile, in modo da realizzare un sistema più compatto ed economico anche se generalmente sul mercato sono proposti due dispositivi separati.

2.4.1 PEM

Le celle a combustibile PEM furono inventate nel 1960 da Niedrach e Grubb presso la General Electric [47]. La cella a combustibile PEM è quella più diffusa, utilizzata in vari campi a causa delle sue piccole dimensioni e del suo funzionamento a bassa temperatura. Le PEM utilizzano un polimero come membrana (Nafion), che svolge un ruolo di mediatore nella cella elettrochimica riducendo la temperatura di reazione e aumentando l'efficienza (velocità di interazione nella fase di avvio e di risposta). Il sistema di accumulo di idrogeno basato su celle PEM è composto da sistema di accumulo (gas in pressione o con idruri metallici), cella a combustibile PEM e elettrolizzatore PEM.

La PEM reversibile risulta composta da due modelli elettrici equivalenti. In **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** si presenta in alto, il modello che rappresenta il generatore di corrente (FC) mentre in basso quello che rappresenta l'accumulo (Elettrolizzatore).

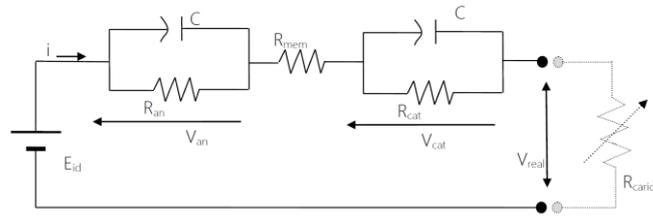


Figura 10 Modello equivalente della Fuel Cell (FC)

Di seguito è riportata la descrizione degli elementi costitutivi del modello in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**

E_{id} : Tensione ideale di stack;

R_{an} : Resistenza anodi;

R_{cat} : Resistenza catodi;

R_{mem} : Resistenza membrane;

C: Condensatore associato al Double Layer charging durante la fase di variazione di carico;

i: corrente di stack;

V_{an} : Caduta di tensione agli anodi;

V_{cat} : Caduta di tensione ai catodi;

V_{real} : tensione ai morsetti dello stack;

R_{carico} : Resistenza associata al carico.

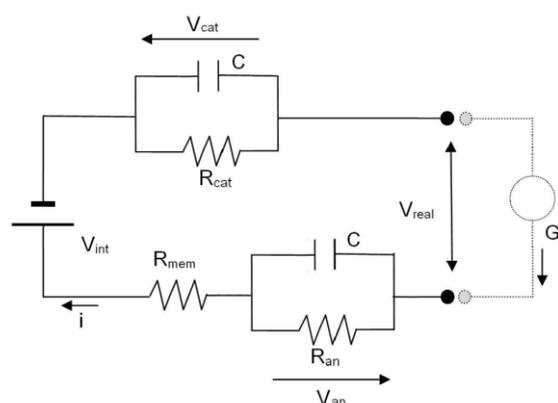


Figura 11 Modello equivalente dell'elettrolizzatore

I componenti che costituiscono il modello in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** sono:

V_{real} : Tensione ai morsetti dello stack;

V_{init} : Tensione ideale di stack

R_{an} : Resistenza degli anodi

R_{cat} : Resistenza dei catodi;

R_{mem} : Resistenza delle membrane;

C: Condensatore associato al Double Layer charging durante la fase di variazione di carico;

G_i : Generatore di corrente di stack;

V_{an} : Sovratensione agli anodi;

V_{cat} : Sovratensione ai catodi.

Come si può notare i due schemi, risultano molto simili ma i componenti hanno valori diversi. Le diverse componenti elettroniche che simulano l’anodo, la membrana e il catodo della PEM sono funzioni polinomiali della corrente in circolazioni e dipendono da una serie di coefficienti mostrati nelle tabelle seguenti. Il calcolo di queste quantità avviene nel modello nei blocchi 1 e 2 presenti nella configurazione precedente (in rosso).

In Tabella 3 si presentano i valori riferiti al modello PEM-Generatore.

Tabella 3 Parametri di circuito del modello equivalente FC

		Coeff.	Ran	Rcat
E_{id} [V]	45			
R_{an} [Ω]	$p_1 i^3 + p_2 i^2 + p_3 i + p_4$	p_1	-3.64e-6	-1.49e-7
R_{mem} [Ω]	$0.001 i + 0.2042$	p_2	4.0772e-4	1.65e-5
R_{cat} [Ω]	$p_1 i^5 + p_2 i^4 + p_3 i^3 + p_4 i^2 + p_5 i + p_6$	p_3	-1.486e-2	-7.014e-4
C [F]	0.05	p_4	+0.1838	+0.01424
		p_5		-0.1432
		p_6		+0.8923
Condizioni nominali				
i_{NOM} [A]	35			
V_{NOM} [V]	28.8			
P_{NOM} [W]	1000			

In Tabella 4 si presentano invece i valori riferiti a PEM-Elettrolizzatore. In particolare si nota che il valore di V_{int} (V) non è più costante ma dipende dalla corrente.

Tabella 4 Parametri di circuito del modello equivalente elettrolizzatore

		Coeff.	
R_{an} [Ω]	$0.08 \cdot (p_1 i^5 + p_2 i^4 + p_3 i^3 + p_4 i^2 + p_5 i + p_6)$	p_1	-2.364e-09
R_{cat} [Ω]	$0.72 \cdot (p_1 i^5 + p_2 i^4 + p_3 i^3 + p_4 i^2 + p_5 i + p_6)$	p_2	5.398e-07
R_{mem} [Ω]	$0.2 \cdot (p_1 i^5 + p_2 i^4 + p_3 i^3 + p_4 i^2 + p_5 i + p_6)$	p_3	-4.757e-05
C [F]	18.26	p_4	0.002046
V_{int} [V]	$1.72 \cdot i^{0.322}$	p_5	-0.04532
		p_6	0.5384
Condizioni nominali			
i_{NOM} [A]	67.00		
V_{NOM} [V]	10.90		
P_{NOM} [W]	730		

Si sono quindi simulate le condizioni nominali con una corrente nominale di 35 A per il generatore PEM e di 67 A per l’elettrolizzatore. Si sono riscontrati errori trascurabili di circa lo 0.9 % rispetto ai valori di potenza e

tensione nominale ricevuti da sperimentazioni.

Successivamente, simulando una rampa di corrente che raggiunge i valori nominali in 25000 s si presentano in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** le curve di polarizzazione che caratterizzano il generatore e l'elettrolizzatore.

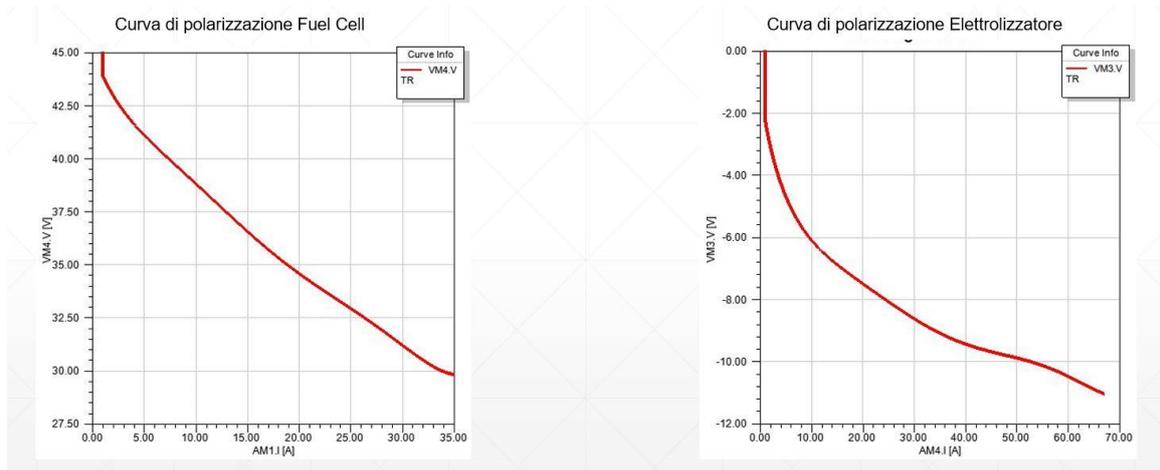


Figura 12 Curve di polarizzazione Fuel Cell (sinistra) e Elettrolizzatore(destra)

2.5 Modello equivalente accumulo termico

La trasformazione dell'energia elettrica in calore (Power to Heat – P2H) è una soluzione adeguata al prossimo futuro grazie alle nuove tecnologie disponibili, come ad esempio le più moderne pompe di calore. Queste ultime, che possono considerarsi una tecnologia standard, consentono l'accumulo di energia elettrica sotto forma di calore sfruttando come sistema di accumulo un semplice serbatoio d'acqua calda, purché opportunamente coibentato. La dimensione degli accumuli di acqua calda varia da pochi m³ fino a 1000 m³, in funzione dell'impianto, e gli accumuli con elevate capacità assumono anche valenza stagionale.

Nell'ambito del progetto si vuole definire l'architettura ottimale di una soluzione di accumulo termico di energia elettrica prodotta da impianto fotovoltaico. Infatti, gli accumuli di energia termica (TES, thermal energy storage) ricoprono un ruolo significativo in quanto largamente riconosciuti come sistema affidabile di integrazione delle FER nel mix di produzione elettrica. La capacità dei TES, infatti, è quella di convertire ed assorbire eventuali surplus elettrici istantanei (picchi di produzione nelle ore di punta) in energia termica da utilizzare in maniera differita per il soddisfacimento del fabbisogno e per i programmi di gestione della domanda elettrica (DSM, demand-side management) permettendo di compensare il disaccoppiamento tra domanda e offerta di energia legato alla natura aleatoria delle FER.

Dal punto di vista logico, va inquadrato come un sistema di accumulo "unidirezionale", infatti offre solo la possibilità di assorbire energia elettrica per poi restituirla, a richiesta, sotto un vettore di diversa natura. Per quanto riguarda la modellazione di tale sistema mediante schemi elettrici è possibile fare riferimento ad un circuito composto da un carico modulabile gestito secondo la logica DBS. In particolare, viene inserito per il contenimento di una sovrapproduzione energetica, per cui, all'innalzamento di tensione del bus dc che supera la determinata soglia di tensione viene attivato il sistema di P2H la cui potenza può essere modulabile in maniera

continua in funzione della differenza di tensione del bus DC rispetto alla soglia di intervento oppure, semplificando, con un'attivazione a "gradino" attivabili a livelli di tensione crescente.

2.6 Modello equivalente accumulo idrico

L'obiettivo di progetto che ci si è proposto è quello di sfruttare i sistemi di accumulo idrico esistenti (se necessario potenziandoli) per il servizio idropotabile, in aggiunta a quelli eventualmente disponibili presso i singoli utenti o gruppi di essi per realizzare un sistema di produzione e accumulo di energia idroelettrica distribuito di comunità. L'idea trae fondamento dalla considerazione che la produzione di energia da FER nei siti sede degli impianti di sollevamento costituisce un'utile opzione, che sebbene sia limitata dalla necessità di conseguire un funzionamento continuo delle reti idriche, generalmente contrastante con le modalità di produzione di energia da impianti fotovoltaici. Nondimeno, la rete di adduzione idrica può sostituire quella di trasmissione di energia, rendendo possibile dislocare in siti differenti gli impianti di produzione e gli accumuli idrici. Tale condizione permette di ubicare gli impianti fotovoltaici in corrispondenza degli impianti di sollevamento, sfruttando l'accumulo che di norma è disponibile al termine della rete di adduzione, ossia i serbatoi che alimentano la rete di distribuzione dei centri abitati. Inoltre, la convenienza di prevedere un funzionamento a gravità a valle del serbatoio - con carichi piezometrici superiori per normativa a quelli degli ultimi piani degli edifici - determina un surplus di carico in corrispondenza degli impianti autoclave, quasi sempre ubicati al disotto del piano stradale. Ne consegue l'opportunità di produzione idroelettrica di aliquote non trascurabili di energia, da impiegare a servizio dello stesso impianto autoclave di ciascun edificio, e quindi a beneficio della comunità residente nello stesso edificio, realizzando uno schema di sistema di accumulo idrico-elettrico attraverso l'uso di una nanogrid. In questo caso, la ridotta entità dell'energia necessaria al funzionamento dell'autoclave renderebbe economicamente valutabile anche lo storage energetico, finalizzato a compensare i periodi di interruzione della produzione idroelettrica dovuti al riempimento dei serbatoi di accumulo dell'edificio, nonché la domanda di energia dell'impianto autoclave, non necessariamente concomitante con la produzione idroelettrica.

Nell'ottica di un condominio che possa essere il più autonomo possibile, si considera che il condominio sia servito durante tutto l'arco della giornata dalla riserva d'acqua stoccata in un serbatoio di accumulo e mandata in circolo mediante un impianto di pressurizzazione. In riferimento al sistema DC nanoGrid possiamo quindi individuare due sottosistemi: il sottosistema di "generazione dell'energia elettrica" (pico-idroelettrico) ed il sottosistema di "carico elettrico" (impianto di pressurizzazione).

2.6.1 SOTTOSISTEMA DI GENERAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA

Il pico-idroelettrico si azionerà solo durante le fasi di riempimento del serbatoio di accumulo, che dovranno avvenire possibilmente durante la notte quando le pressioni nella rete acquedottistica risultano maggiori (condizioni ottimali per la produzione) e il prelievo idrico da parte dei residenti è minimo se non nullo, e, dunque, vi sono maggiori pressioni nella rete. Infine, si è ipotizzato di avere un carico netto costante da sfruttare per la produzione di energia di almeno pari a 30 mca.

In tale scenario, si è ipotizzato che il serbatoio di stoccaggio, il cui volume è definito nel proseguo considerando la portata media annua (18000 litri), vada riempito una volta al giorno, presupponendo, pertanto che lo stesso, in condizioni medie ideali, si svuoti ciclicamente ogni giorno.

Per procedere con l'analisi di questo scenario, in una fase preliminare è stata, dunque, condotta una valutazione sulla possibile produzione di energia elettrica da pico-idroelettrico durante il periodo di riempimento del serbatoio (fissato pari a 2 e 4 ore) e considerando un carico netto nella rete costante pari a 30 e 40 mca.

Per la definizione del profilo tipico di generazione, si è proceduto, inizialmente con l'analisi dei sistemi pico-idroelettrici presenti sul mercato. A valle di quest'analisi si è focalizzata l'attenzione sulla possibilità di implementazione del sistema "Water Baby" Micro Hydro (<https://www.rpc.com.au/pdf/HYD-062-Manual.pdf>) che presenta le prestazioni riportate in Figura 13.

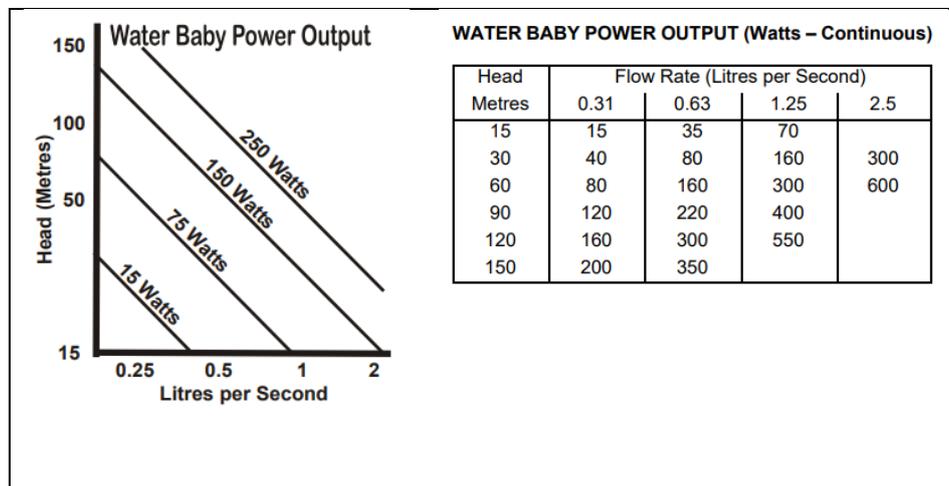


Figura 13 Prestazioni "Water Baby"

Infine, in base alle assunzioni fatte, considerando una portata costante in ingresso pari a 1.25 l/s e 2.5 l/s, vengono riportati i valori di produzione ottenuti per le ore di funzionamento richieste per il riempimento.

Tabella 5 Potenza generata dal pico-idroelettrico nello SCENARIO 2 considerando un carico netto pari a 30 m

H cost = 30 m						
Ore riempimento	Ab	Volume (L)	H (m)	Q (l/s)	P (W) in 1 ora	P tot (Wh)
2	120	18000	30	2.5	300	600.0
4	120	18000	30	1.25	160	640.0

Tabella 6 Potenza generata dal pico-idroelettrico nello SCENARIO 2 considerando un carico netto pari a 40 m

H cost = 40 m						
Ore riempimento	Ab	Volume (L)	H (m)	Q (l/s)	P (W) in 1 ora	P tot (Wh)
2	120	18000	40	2.5	400.0	800.0
4	120	18000	40	1.25	208.3	833.3

2.6.2 SOTTOSISTEMA “CARICO ELETTRICO”

La riserva d'acqua stoccata nel serbatoio di accumulo viene quindi mandata in circolo mediante l'impianto di pressurizzazione in base al fabbisogno idrico (richieste idriche delle singole utenze durante tutto l'arco della giornata). Per impianto di pressurizzazione, si considera un sistema di sopraelevazione tradizionale con autoclave a cuscino d'aria, composto da: serbatoio autoclave, elettropompa, pressostato di esercizio, dispositivo di blocco, sistema di immissione dell'aria. Tale impianto viene quindi dimensionato per consentire la distribuzione dell'acqua stoccata nel serbatoio di 18000 litri alle utenze condominiali considerando un condominio di 6 piani (5 appartamenti per piano) costituito da 30 appartamenti (4 persone per unità abitativa) per un totale di 120 condomini. La scelta dell'elettropompa a servizio dell'impianto viene effettuata sulla base dei calcoli effettuati sulla portata di progetto G e sulla prevalenza H.

Per procedere con la definizione della portata di progetto G, è stato considerato, analogamente a quanto fatto in precedenza per la definizione del profilo medio giornaliero di portata, un fabbisogno idrico indoor per persona di 150 l al giorno (come da Protocollo ITACA della Regione Calabria per edifici residenziali). A partire da tale dato sono stati ottenuti:

- un consumo medio giornaliero nel mese di massimo consumo pari a 180 litri;
- un consumo massimo giornaliero nello stesso mese di 216 litri;
- consumo massimo orario nell'ora di punta (dalle 11 alle 12), ipotizzato superiore di circa il 50% del valore precedente, pari a 13.5 l/h;
- un consumo massimo di acqua durante il periodo di intervento della pompa pari a 1.125 l/min, ottenuto ipotizzando un periodo di funzionamento della pompa di 10 volte in 1 ora e ipotizzando che, per appartamenti a uso abitazione il consumo massimo assoluto nei 6 minuti di punta sia circa 5 volte superiore al consumo massimo orario nell'ora di punta.

Sulla base di tali dati e considerando il numero di abitanti, **la portata di progetto G è risultata pari a 135 l/min.** La pressione minima di esercizio richiesta per il gruppo di sollevamento è data dalla somma dell'altezza massima dell'edificio (m); della pressione minima necessaria per il regolare funzionamento delle utenze più sfavorite e delle perdite di carico totali nel tratto di distribuzione più sfavorito.

Nel caso in esame, considerando un edificio di 6 piani, e, in mancanza di dati specifici sugli apparecchi sanitari, si è proceduto mediante ipotesi plausibili sulle perdite di carico e sulla localizzazione degli apparecchi sanitari, considerando una pressione minima di esercizio pari a circa 30 mca.

L'impianto autoclave ipotizzato è essenzialmente costituito da un serbatoio chiuso, all'interno del quale una parte di volume viene occupata dall'acqua e la rimanente parte da aria, che deve essere periodicamente immessa da un compressore o da un alimentatore d'aria. La pompa, facendo affluire l'acqua all'interno del serbatoio, comprime verso l'alto il cuscino d'aria chiuso finché non viene raggiunta la pressione massima di esercizio voluta, che determinerà l'intervento del pressostato di blocco della pompa. Prelevando acqua dal serbatoio di stoccaggio (18000 l), definito in precedenza si avrà un abbassamento del livello nell'autoclave e la conseguente espansione dell'aria compressa, fintantoché, raggiunta la pressione minima impostata il pressostato chiuderà il circuito e farà

ripartire la pompa. Il dimensionamento dell'impianto è stato, pertanto, focalizzato sulla definizione della capacità utile dell'autoclave (V), per la cui stima è stata considerata la seguente relazione:

$$V = 30 * \frac{G * 60}{a} * \left(\frac{P_{max} + 1}{P_{max} - P_{min}} \right)$$

dove:

V = volume dell'autoclave (l)

G = portata di progetto (l/s) = 135 l/min = 2.25 l/s

a = numero massimo orario degli avviamenti della pompa pari a 30 (manuale Caleffi n.55 del 12.2018 'La pressione di distribuzione nelle reti di acqua sanitaria')

P_{max} = pressione massima di sopraelevazione, corrisponde alla pressione di disinserimento della pompa per non danneggiare gli apparecchi servizi = 45 mca = 4,5 bar;

P_{min} = pressione minima di sopraelevazione per il regolare funzionamento degli apparecchi = 30 mca = 3,0 bar

Per il caso studio è stato ottenuto un volume netto dell'autoclave pari a 495 l.

Definiti portata di progetto (G) e prevalenza (H) è stato possibile procedere con la scelta dell'elettropompa.

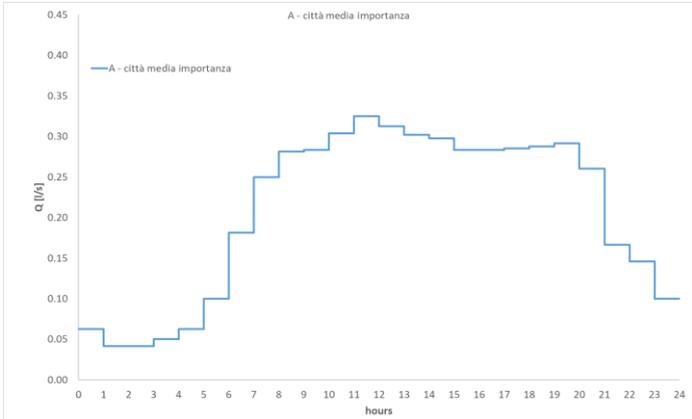
A seguito di un'analisi di mercato, si è optato per la scelta in questa fase di una pompa appartenente alla DAB WATER TECHNOLOGY. Nello specifico, con riferimento alla 'Guida rapida per la selezione delle pompe' della DAB Water Technology e considerando i dati di progetto: portata di progetto G = 135 l/min; prevalenza H = 30 m; possono essere scelte pompe con portate tra 0.4 a 10.5 m³/h e prevalenza massima di 62 m. Dall'analisi delle specifiche tecniche e considerando i dati di progetto (Q = 135 l/min e H = 30 m), si è optato per la scelta della pompa JET 300 M. La pompa scelta presenta una potenza nominale di 2.2 kW.

A partire dall'analisi della letteratura e considerando un fabbisogno idrico per usi indoor degli abitanti dell'edificio pari a 150 litri a persona al giorno per come riportato nel Protocollo Itaca Regione Calabria per Edifici Residenziali (che richiama quanto contenuto nel DPCM del 4/3/1996), è stato possibile definire l'andamento giornaliero del profilo di portata relativo al caso studio ipotizzato (condominio nella città di Cosenza) ovvero città di media importanza con 50 000 - 200 000 ab come riportato in Tabella 7.

Pertanto, l'andamento orario della portata prelevata dalla rete nell'arco della giornata è quello riportato di seguito.

Tabella 7 Profilo tipico di portata per il caso studio

ora	A	Q(l/s)
0-1	0.3	0.06
1-2	0.2	0.04
2-3	0.2	0.04
3-4	0.24	0.05
4-5	0.3	0.06
5-6	0.48	0.10
6-7	0.87	0.18
7-8	1.2	0.25
8-9	1.35	0.28
9-10	1.36	0.28
10-11	1.46	0.30
11-12	1.56	0.33
12-13	1.5	0.31
13-14	1.45	0.30
14-15	1.43	0.30
15-16	1.36	0.28
16-17	1.36	0.28
17-18	1.37	0.29
18-19	1.38	0.29
19-20	1.4	0.29
20-21	1.25	0.26
21-22	0.8	0.17
22-23	0.7	0.15
23-24	0.48	0.10



2.6.3 DEFINIZIONE DEL PROFILO DI CARICO

A partire da tali dati sono stati determinati i minuti di funzionamento della pompa per ogni ora (colonna 4 Tabella 8) dividendo la portata oraria (Q (l/h)) del profilo di portata (colonna 3 Tabella 8) per la portata di progetto dell'impianto di sopraelevazione G (135 l/min), considerata per la scelta della pompa.

Definiti i minuti di funzionamento per ciascuna ora, si è proceduti con il calcolo della potenza oraria della pompa moltiplicando i minuti di funzionamento (colonna 4 Tabella 8) per la potenza nominale della pompa considerata a seguito di opportuna trasformazione al minuto, ottenendo, pertanto, il profilo di carico giornaliero, riportato in Tabella 8 colonna 5, nel caso di funzionamento nelle 24 ore.

Tabella 8 Profilo di carico nel caso di funzionamento della pompa nelle 24 ore

ora	Q (l/s)	Q (l/h)	min/h	kWh
0-1	0.06	225	1.7	0.06
1-2	0.04	150	1.1	0.04
2-3	0.04	150	1.1	0.04
3-4	0.05	180	1.3	0.05
4-5	0.06	225	1.7	0.06
5-6	0.10	360	2.7	0.10
6-7	0.18	652.5	4.8	0.18

7-8	0.25	900	6.7	0.24
8-9	0.28	1012.5	7.5	0.28
9-10	0.28	1020	7.6	0.28
10-11	0.30	1095	8.1	0.30
11-12	0.33	1170	8.7	0.32
12-13	0.31	1125	8.3	0.31
13-14	0.30	1087.5	8.1	0.30
14-15	0.30	1072.5	7.9	0.29
15-16	0.28	1020	7.6	0.28
16-17	0.28	1020	7.6	0.28
17-18	0.29	1027.5	7.6	0.28
18-19	0.29	1035	7.7	0.28
19-20	0.29	1050	7.8	0.29
20-21	0.26	937.5	6.9	0.25
21-22	0.17	600	4.4	0.16
22-23	0.15	525	3.9	0.14
23-24	0.10	360	2.7	0.10
TOT				4.89

3 IMPLEMENTAZIONE DEI MODELLI IN AMBIENTE DIGSILENT

La definizione in ambiente simulativo dei modelli dinamici equivalenti delle varie tecnologie di accumulo convenzionale e non convenzionale presenti nella nG oggetto dell'attività di ricerca, consente di studiare il possibile comportamento dei sistemi di accumulo in presenza di un surplus/deficit di potenza nella nG.

L'ambiente simulativo scelto per l'implementazione dei modelli è quello messo a disposizione dal Powerfactory. La scelta è ricaduta su tale software in quanto mette a disposizione una serie di funzionalità che lo rendono flessibile ed adatto a diversi tipi di applicazioni ed analisi delle reti elettriche.

Il processo di modellazione in Powerfactory si basa su un approccio di tipo gerarchico che vede la definizione dei seguenti elementi:

- DSL Block Definitions: rappresentano funzioni di trasferimento ed equazioni differenziali per i modelli transitori più complessi;
- Common Models: si basano sulle definizioni dei DSL Block e sono i front-end dei modelli transitori definiti dall'utente;
- Composite Models: sono utilizzati per combinare e interconnettere diversi elementi come i Common Models.

Facendo riferimento allo schema generale della nG di Figura 1 si è proceduto alla modellazione in ambiente Power Factory delle diverse tecnologie di accumulo analizzate: Batteria Li-Ion; Batteria a Flusso; Supercapacitore; Cella a combustibile di tipo PEM; Accumulo Termico; Accumulo Idrico.

Oltre alla modellazione dei vari sistemi di accumulo, si è reso necessario modellare la logica di controllo DBS definita in A4.1, il PEI (Power Electronic Interface) e il relativo controllo, ed un controllo specifico per le

micro Sorgenti, al fine di modellare la nG nelle diverse configurazioni individuate in A4.1 e quindi valutare la risposta del sistema ipotizzando diversi scenari di surplus/deficit di potenza.

3.1 Modello Dinamico Batteria Li-Ion

Facendo riferimento al modello equivalente della Batteria Li-Ion riportato nel par. 2.1 non considerato la parte di “SOC Tracking & Runtime Prediction” in quanto il SOC viene già calcolato durante la simulazione dinamica e, in base al suo valore vengono determinati tutti i parametri del modello dipendenti: V_{oc} , R_{series} , $R_{transient_S}$, $R_{transient_L}$, $C_{transient_S}$, $C_{transient_L}$, è stato implementato in ambiente Power Factory il modello riportato in Figura 14.

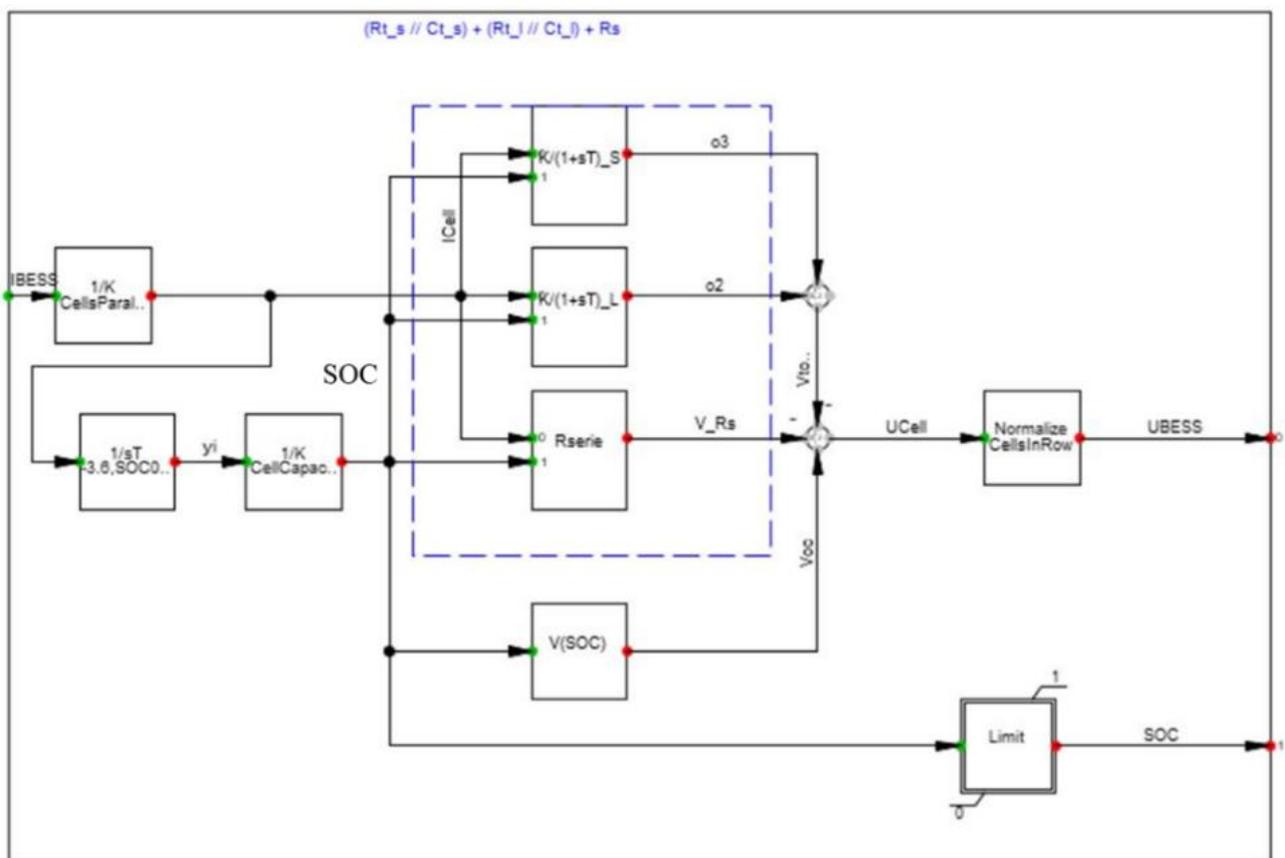


Figura 14 Modello Dinamico Batteria Li-Ion in ambiente Power Factory

Dalla Figura 14 è possibile osservare come il SOC venga dinamicamente calcolato ed utilizzato come input per le celle R-C e quindi per determinare i corrispondenti valori $R_{transient_S}$, $R_{transient_L}$, $C_{transient_S}$, $C_{transient_L}$. Stesso discorso per le R_{series} . Anche per questo modello è stato fornito il legame tra V_{oc} ed il SOC. Di tale legame si tiene conto nel blocco $V(SOC)$ rappresentato in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**

3.2 Modello dinamica Batteria a Flusso

A partire quindi dal modello equivalente e dalle informazioni riportate nel par. 2.2., è stato possibile modellare il comportamento dinamico della batteria a flusso attraverso il modello implementato in ambiente Power Factory riportato in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**

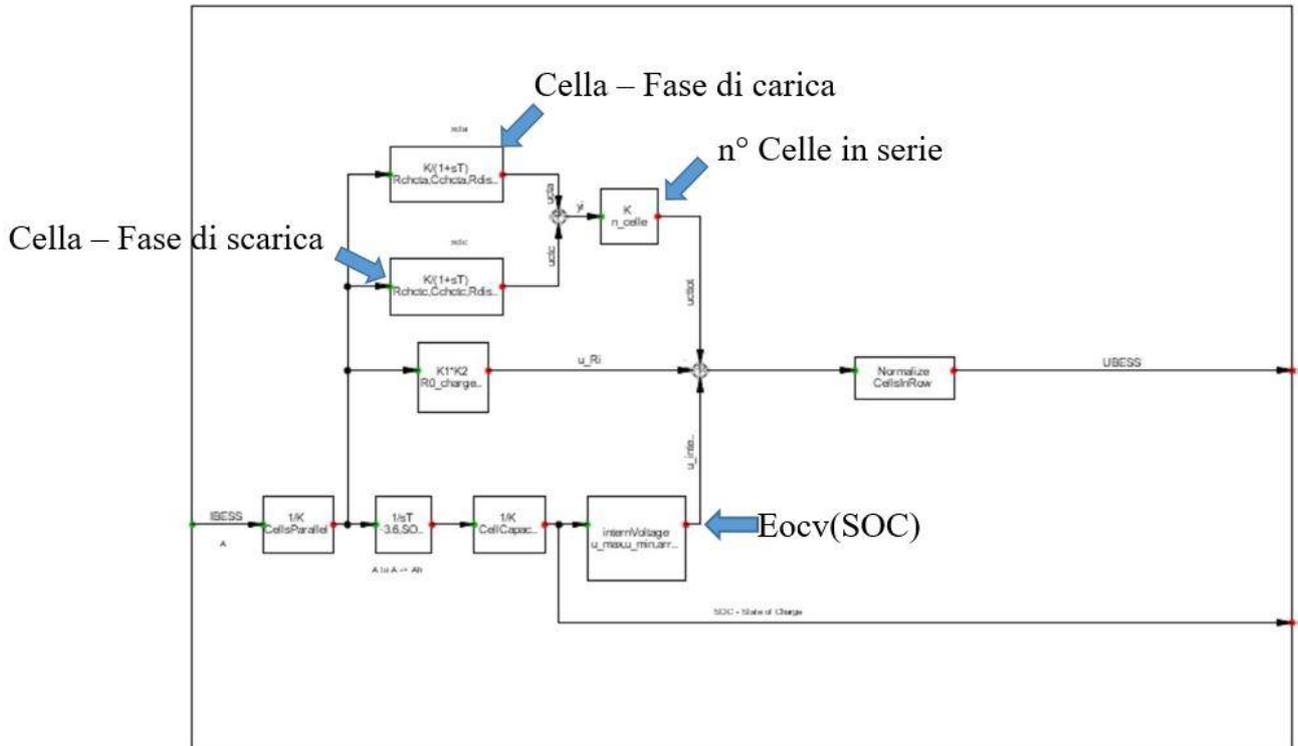


Figura 15 Modello Dinamico Batteria a Flusso in ambiente Power Factory

Il modello sviluppato riconosce dinamicamente lo stato della batteria (carica/scarica) e setta gli opportuni valori di R_0 , $R_{ct,a}$, $R_{ct,c}$, $C_{dl,a}$, $C_{dl,c}$. Inoltre, in base al valore del SOC calcolato durante l'analisi dinamica, viene determinato il corrispondente valore di E_{ocv} .

3.3 Modello Dinamico Supercapacitore

A partire dal modello equivalente e dalle informazioni riportate nel par. 2.3., è stato possibile modellare il comportamento dinamico del supercapacitore attraverso il modello implementato in ambiente Power Factory riportato in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**

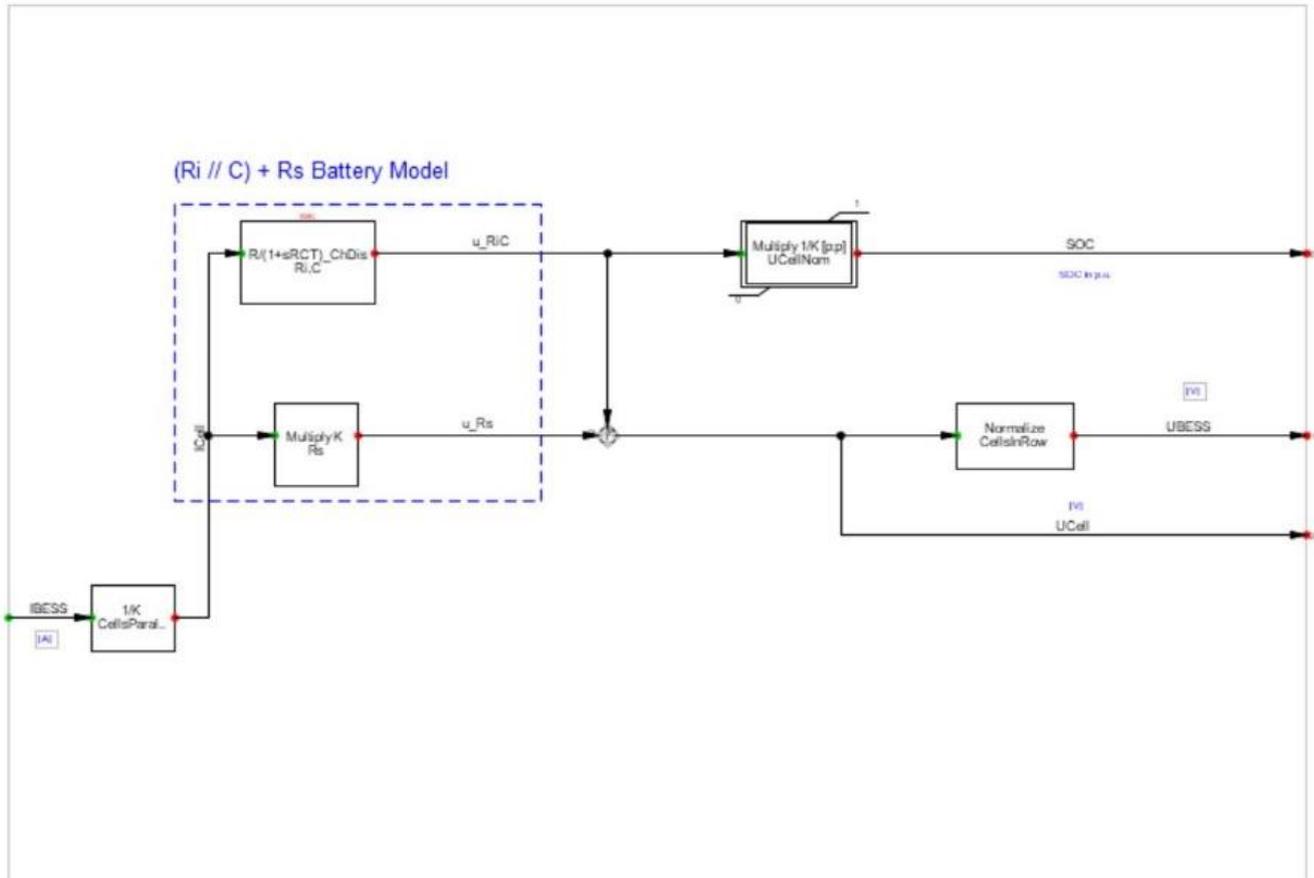


Figura 16 Modello Dinamico Supercapacitore in ambiente Power Factory

Si è deciso di parametrizzare le informazioni relative al numero di celle in serie e parallelo in quanto esse dipendono dalle caratteristiche del convertitore DC/DC che si interfacerà con il supercapacitore. In questo modo il modello risulta più flessibile.

3.4 Modello dinamico Cella a Combustibile tipo PEM

Il modello dinamico dell'accumulo di tipo PEM in ambiente Power Factory è stato predisposto su quanto riportato in par. 2.4, con l'intento di realizzare un unico modello in grado di simulare il comportamento dinamico sia in fase di scarica che di carica del sistema di accumulo di tipo PEM. Nello specifico, il modello è stato pensato come costituito da due sottosistemi ciascuno dei quali rappresentativo rispettivamente del circuito equivalente dello stack PEM e dell'Elettrolizzatore PEM. L'approccio adottato è scaturito dalla considerazione che le due fasi che possiamo indicare come carica e scarica non siano contemporanee. In **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** è riportato il modello realizzato.

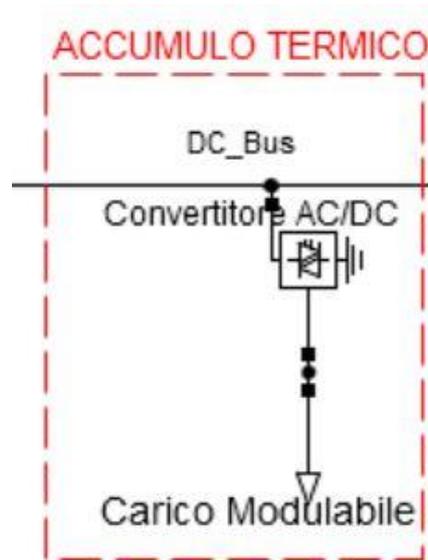


Figura 18 Modello Accumulo Termico in ambiente PowerFactory

3.6 Accumulo Idrico

Come descritto nel par. 2.6, l'accumulo idrico è stato pensato come costituito da un serbatoio per lo stoccaggio dell'acqua, una micro turbina ed una pompa (carico elettrico). Per la modellazione dell'accumulo idrico sono stati definiti un generatore DC (per simulare la presenza della microturbina) ed un carico elettrico rappresentativo dalla pompa. In **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** è rappresentato il modello realizzato in ambiente di simulazione PowerFactory.

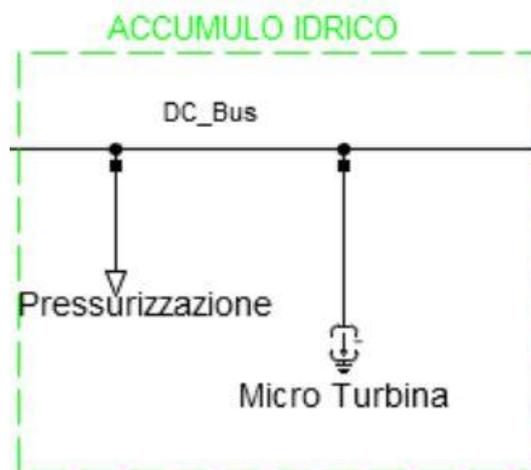


Figura 19 Modello Accumulo Idrico in ambiente PowerFactory

3.7 Modello Dinamico PEI (Modalità PEI-Request)

Il modello dinamico implementato consente di regolare la potenza attiva e reattiva ai morsetti lato AC dell'inverter rispetto ad un dato profilo di potenza attiva. Quando la tensione al DC_Bus raggiunge determinati valori (dentro un range di sovratensione o di sottotensione rispetto ai 400V) l'inverter inizia a regolare la VDC ad un determinato set-point VDCref (mediante regolatore PI) ed ignora il riferimento in P.

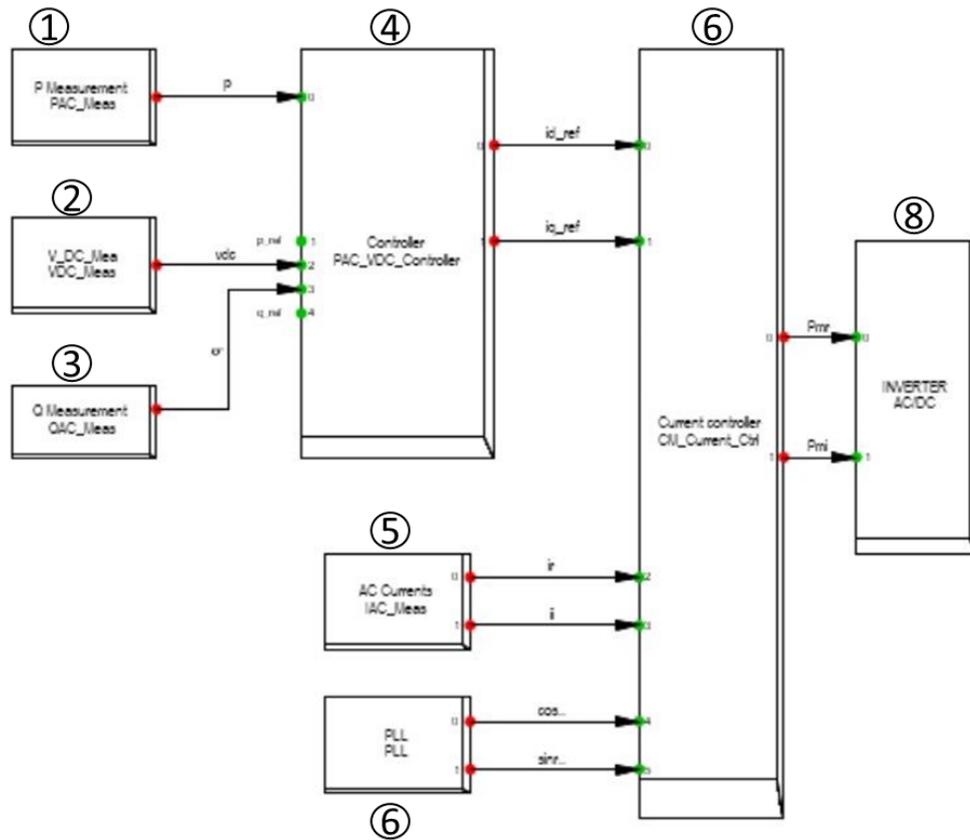


Figura 20 Schema a Blocchi Controllo PEI

E' importante sottolineare che il controllo proposto consente di impostare la potenza attiva e reattiva ai morsetti lato AC dell'inverter a partire da un determinato profilo di potenza attiva, considerando anche l'opzione di fornire servizi ausiliari a un operatore di rete. Quando la tensione DC_Bus rientra nell'intervallo delle soglie di alta tensione o nell'intervallo delle soglie di bassa tensione del PEI, il PEI assume il ruolo di master e inizia a regolare la tensione ai suoi terminali DC usando il regolatore PI. Di seguito una breve descrizione delle funzionalità implementate da ciascun blocco mostrato in Figura 20:

1. Misura della potenza attiva lato AC;
2. Misura della tensione sul bus DC;
3. Misura della Potenza Reattiva lato AC;
4. Calcola i valori delle componenti della corrente I_d ed I_q ;
5. Misura della corrente AC, sequenza positiva, parte reale ed immaginaria;
6. Misura di fase della tensione;
7. Calcola la parte reale ed immaginaria degli indici di modulazione dell'inverter
8. Inverter AC/DC.

3.8 Modello dinamico del controllo DBS della nanogrid

Tutte le risorse presenti nella nanogrid (sistemi di accumulo, carichi, micro-generazione, PEI) vengono controllate con logica decentralizzata Master/Slave (logica DBS) dove la funzionalità di master viene assegnata in mutua esclusione tra ogni dispositivo. In generale, per ciascuna risorsa vengono definite due V_{ref} (una per valori di tensioni superiori a 400V ed una per valori inferiori a 400 V) **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata..**

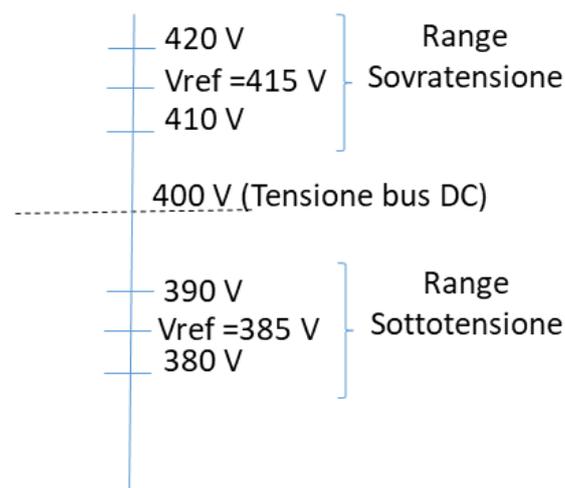


Figura 21 Esempio definizione V_{ref} per una generica risorsa

Quando il valore della tensione misurata sul DC bus è compreso in uno dei due range, di sovratensione o sotto tensione, la risorsa corrispondente si attiva in modalità “Master”, altrimenti viene attivata in modalità slave.

Durante la funzionalità master di una risorsa, viene generata una corrente di controllo che è proporzionale all’errore in tensione calcolato come differenza tra il valore di tensione misurato sul bus DC e la tensione di riferimento V_{ref} della risorsa stessa (loop di tensione). Quando invece una risorsa viene attivata come slave, viene controllata mediante una corrente costante (loop in corrente). È possibile avere più dispositivi in contemporaneo funzionamento da Slave, mentre il Master è sempre unico.



UNIONE EUROPEA
Fondo Sociale Europeo
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale



Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR

Progetti di Ricerca Industriale e Sviluppo Sperimentale nelle 12 Aree di Specializzazione individuate dal PNR 2015-2020

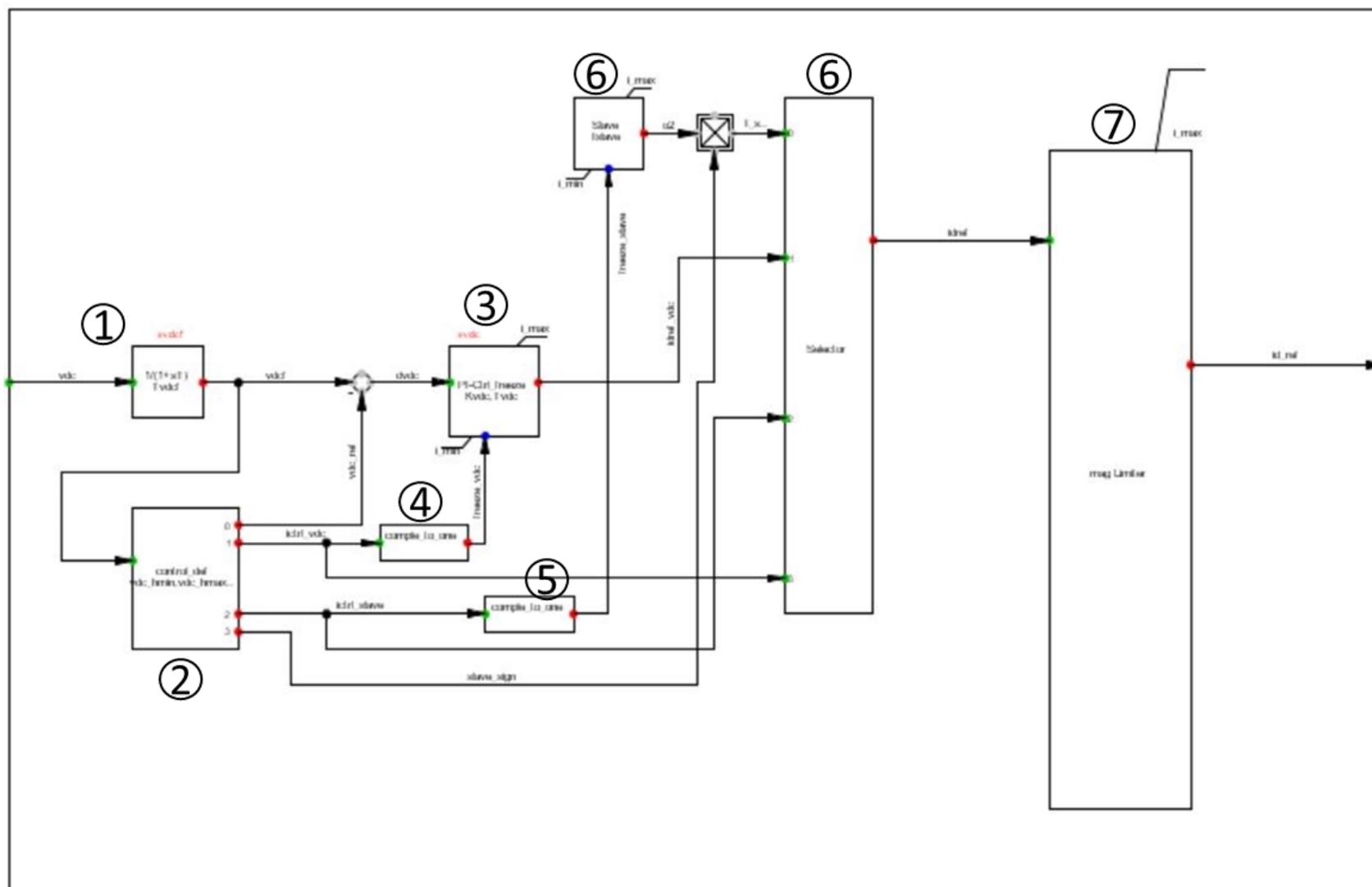


Figura 22 Modello Dinamico Controllo DBS sviluppato in PowerFactory



Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR

Progetti di Ricerca Industriale e Sviluppo Sperimentale nelle 12 Aree di Specializzazione individuate dal PNR 2015-2020

In **Errore**. L'origine riferimento non è stata trovata. viene mostrato lo schema dinamico del funzionamento del controllo DBS. A partire dalla misura della tensione del bus DC, il controllo stabilisce se una risorsa deve essere attivata come master o come slave. Durante il funzionamento come master, una funzione di tipo P-I determina la corrente di controllo della risorsa in modo da stabilizzare la tensione del bus DC al valore della V_{ref} della risorsa attivata in modalità master.

Di seguito viene fornita una sintesi delle principali funzionalità implementate dai blocchi rappresentati in Figura 22:

1. Filtro di ingresso del primo ordine per filtrare la misura della tensione sul bus DC;
2. In base al valore della tensione del bus DC determina la tensione di riferimento ed il ruolo (master/slave) che la risorsa deve svolgere;
3. Controllo di tipo PI che viene attivato nel caso in cui la risorsa assuma il ruolo di master;
4. Eseguo il complemento ad uno del segnale di ingresso;
5. Eseguo il complemento ad uno del segnale di ingresso ;
6. Setta la corrente di slave nel caso in cui la risorsa venga attivata come slave;
7. N base ai segnali di controllo provenienti da 2, determina la corrente di controllo per la risorsa;
8. Limitatore della corrente di controllo della risorsa.

3.9 Modello dinamico del controllo delle microsorgenti

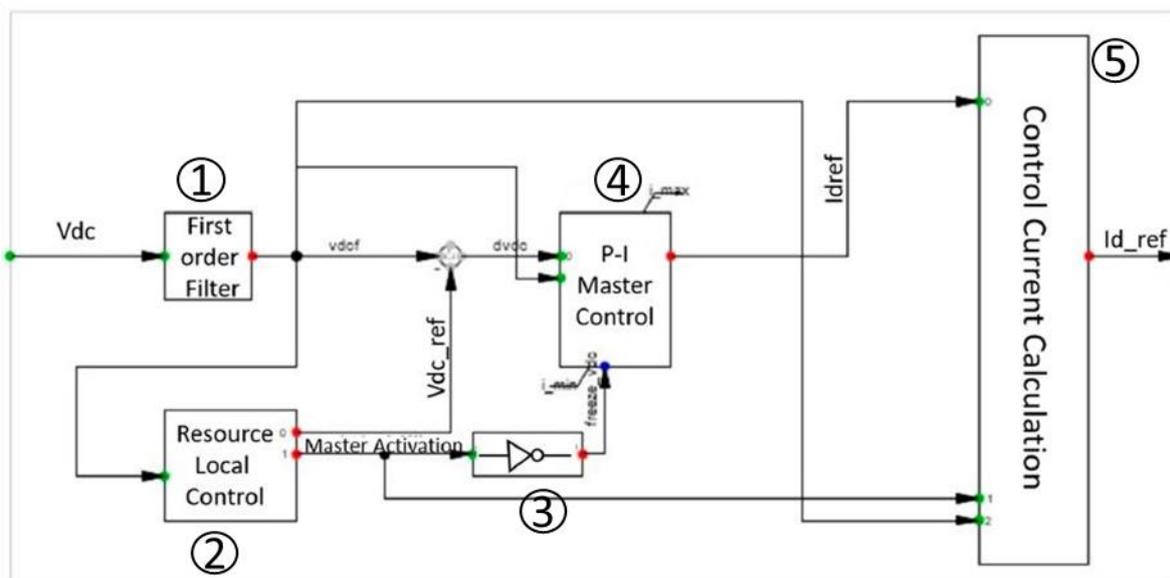


Figura 23 Modello Dinamico Controllo Microsorgenti

In Figura 23 è riportato lo schema dinamico del Controllo relativo alle microsorgenti.

Le microsorgenti, a differenza delle altre risorse di nanogrid, possono assumere solo il ruolo di master. La modalità di funzionamento come master è attivata se la tensione del DC BUS è maggiore di un prefissato valore di soglia. In tal caso, una funzione di tipo PI determina la corrente di controllo della microsorgente in maniera tale da portare la tensione del bus DC al valore della tensione di riferimento associato alla microsorgente stessa. La microgenerazione è l'ultima risorsa che può essere attivata come master. Con l'attivazione del ruolo di Master, la funzionalità MPPT è disattivata, quindi la potenza fornita dalla microsorgente diminuisce facendo diminuire la tensione del DC bus.

Le principali funzionalità dei blocchi in Figura 23 sono descritte di seguito:

1. Filtro di ingresso del primo ordine per filtrare la misura della tensione sul bus DC;
2. In base al valore della tensione del bus DC setta la risorsa in modalità master e definisce il corretto valore della tensione di riferimento;
3. Esegue il complemento ad uno del segnale di ingresso;
4. Controllo di tipo PI che viene attivato nel caso in cui la risorsa assuma il ruolo di master;
5. In base ai segnali di controllo provenienti da 2, determina la corrente di controllo della risorsa ;

4 MODELLAZIONE DELLA NANOGRID IN BASE A SCENARI DEFINITI

Ai fini della validazione del controllo DBS, sono state definite diverse configurazioni di nanogrid per studiare il comportamento del controllo in presenza di differenti tecnologie di accumulo. Per l'attivazione delle funzionalità master/slave, per ogni configurazione sono stati definiti due eventi per simulare rispettivamente un surplus ed un deficit di potenza attiva nella nanogrid. Tali eventi sono stati realizzati simulando un distacco o l'inserzione improvvisa di un carico. In **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** è riportata la modellazione della nanogrid in PowerFactory. Come è possibile osservare, nella figura sono riportate tutte le tecnologie di accumulo descritte al paragrafo precedente. Mediante l'attivazione o la disattivazione di determinati modelli di accumulo mostrati in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**, si sono realizzate tutte le configurazioni di nanogrid di interesse.

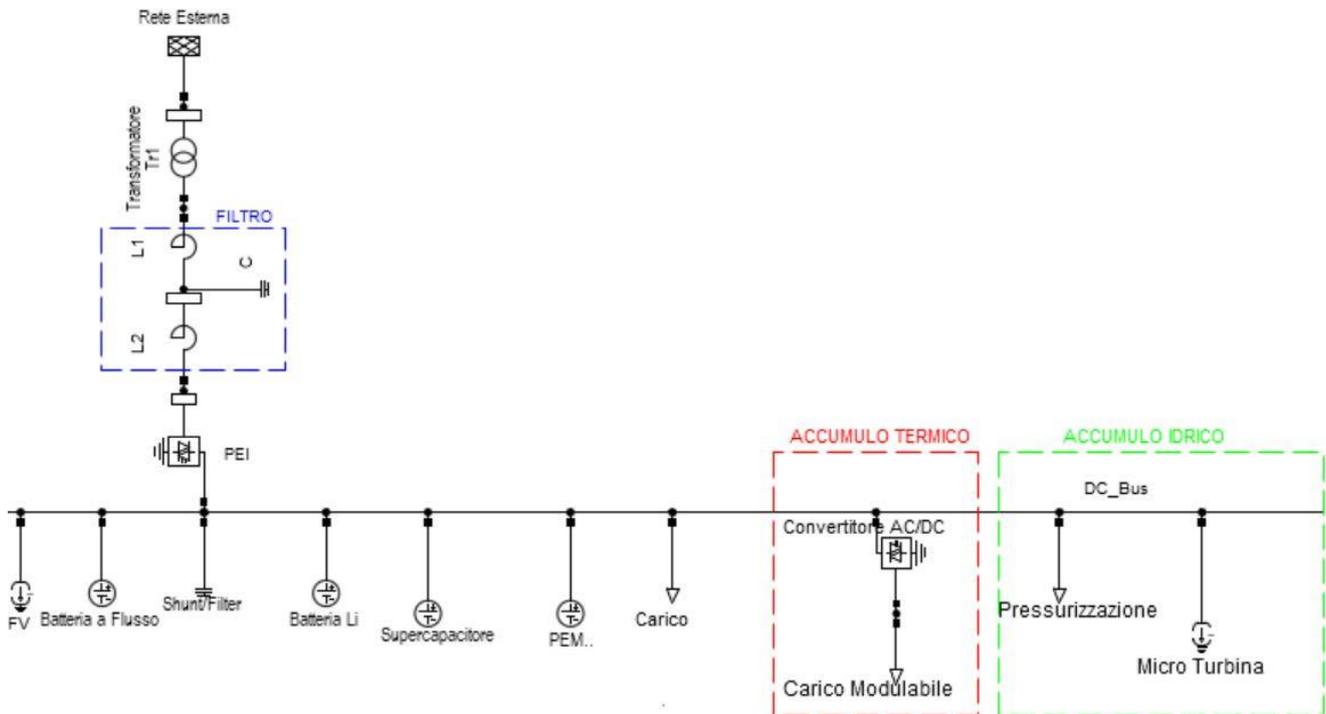


Figura 24 Modellazione della nanogrid in ambiente PowerFactory

4.1 Configurazione NG1

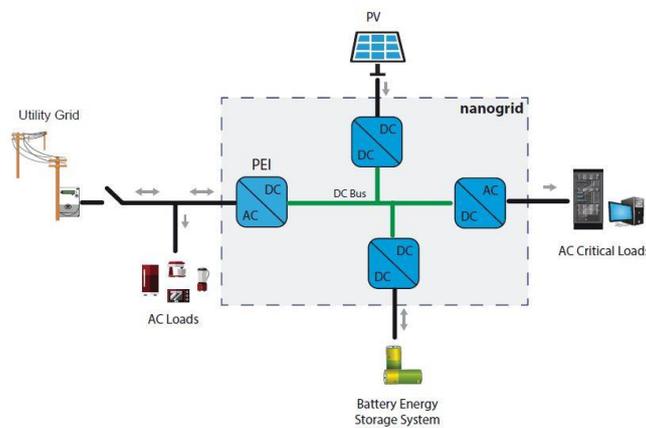


Figura 25 Configurazione NG1

La configurazione NG1, riportata in Figura 25, per come definita in A4.1, è composta da:

- Una batteria al litio
- Un impianto fotovoltaico
- Carichi
- Interfaccia con la rete esterna (PEI)

Le tensioni di riferimento e le soglie per l'attivazione dei ruoli master/slave delle varie risorse per come definite in A4.1 sono riportate nella Figura 26.

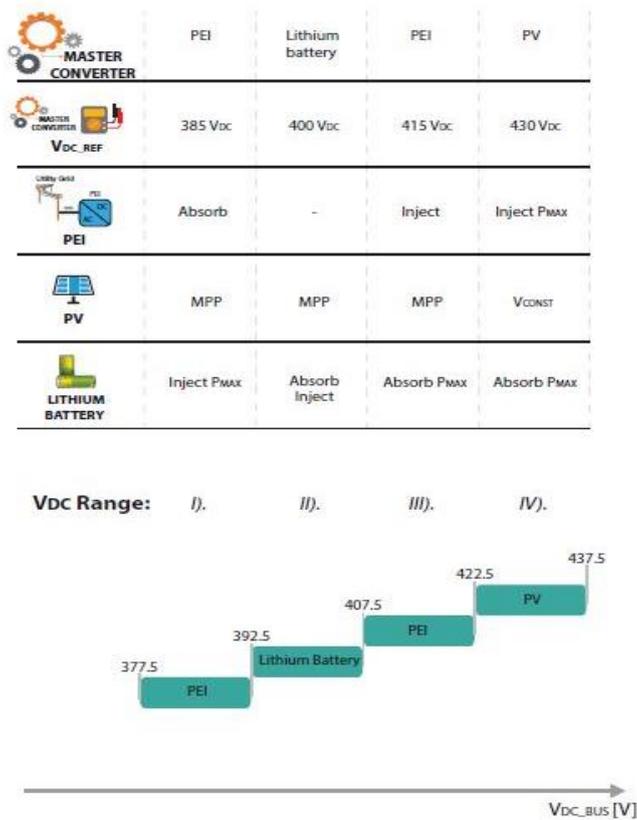


Figura 26 Valori delle tensioni di riferimento e tensioni di soglia delle risorse per NG1

I risultati delle simulazioni sono mostrati nelle Figure 27 e 28 nel caso di improvviso deficit di potenza e nelle Figure 29 e 30 nel caso di surplus improvviso.

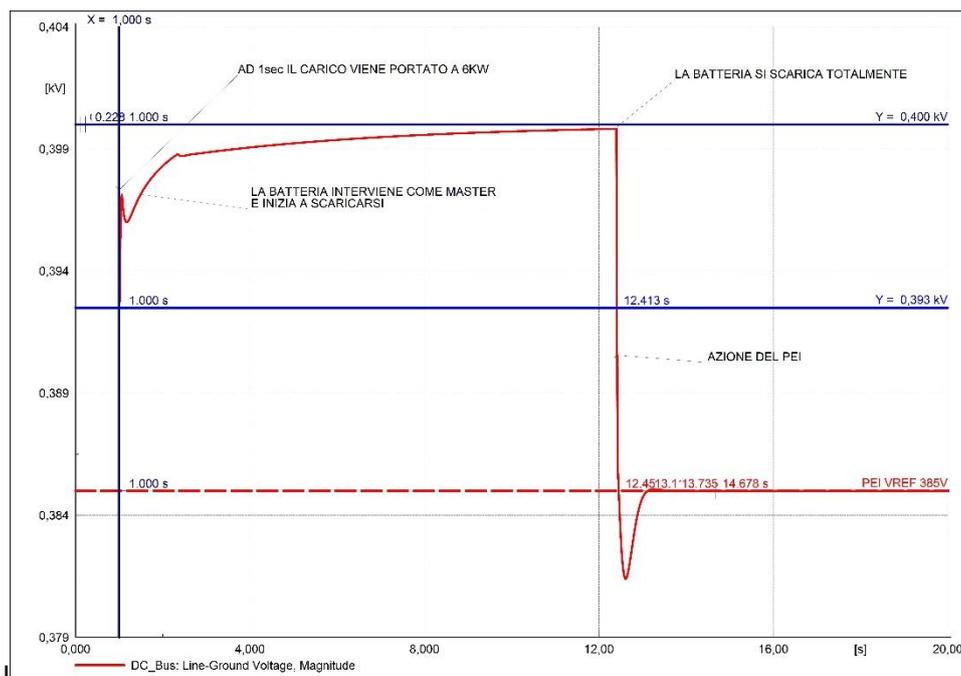


Figura 27 Andamento della tensione del bus DC in caso di deficit improvviso di potenza

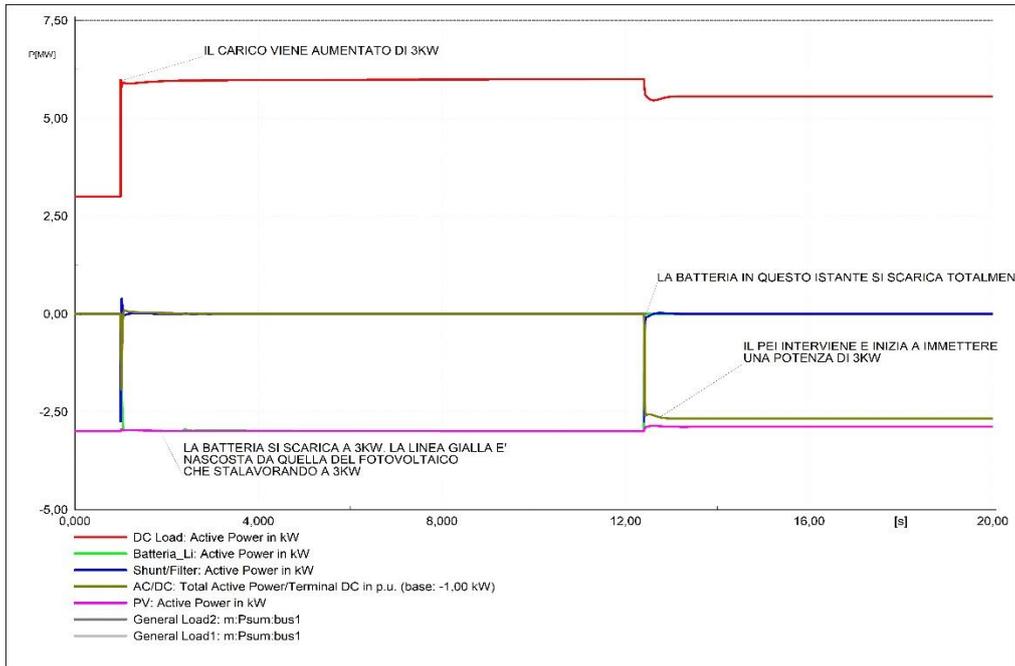


Figura 28 Andamento delle potenze in caso di deficit improvviso di potenza

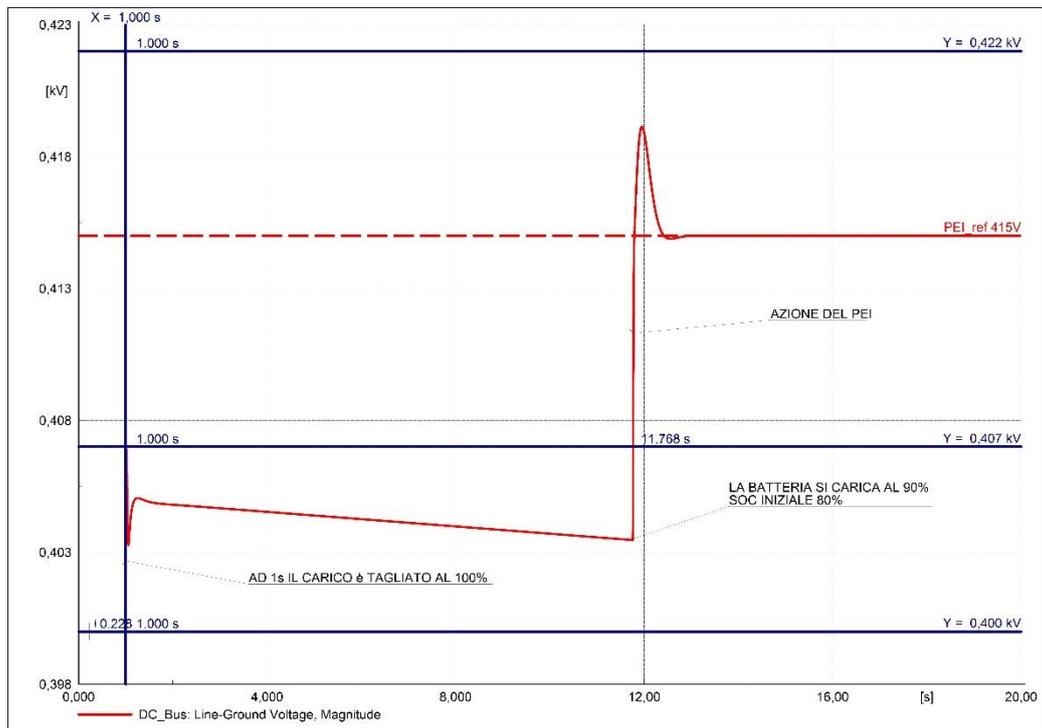


Figura 29 Andamento della tensione del bus DC in caso di surplus improvviso di potenza

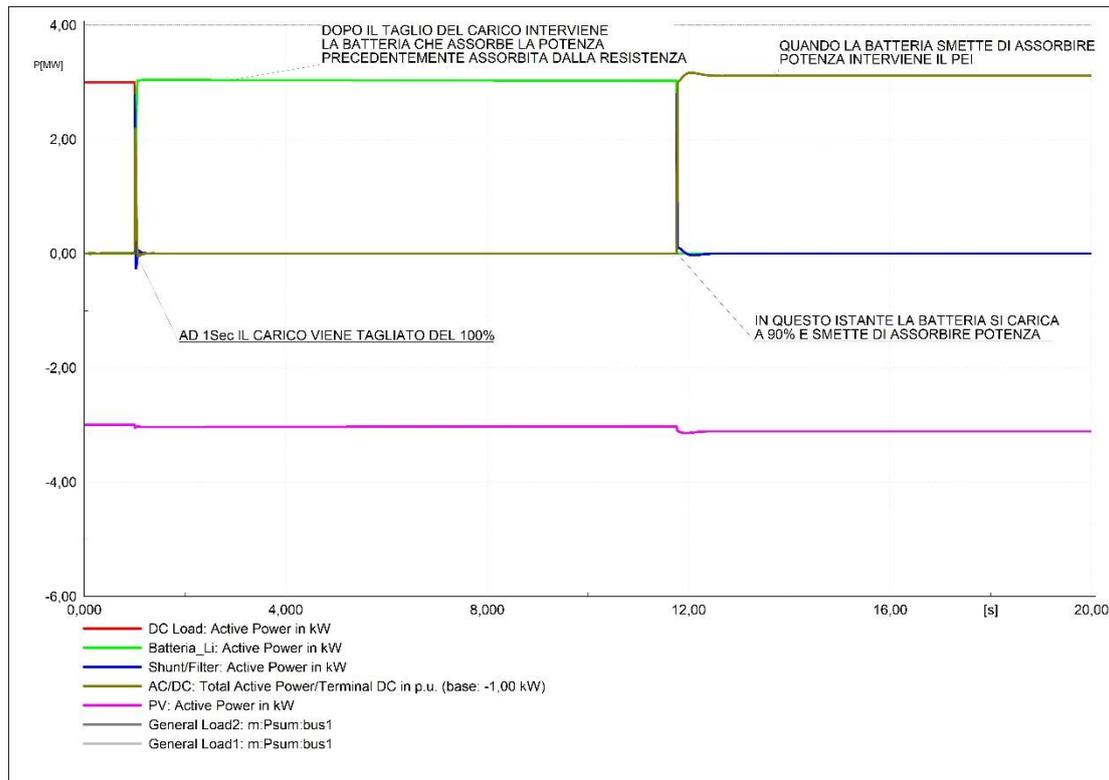


Figura 30 Andamento delle potenze in caso di surplus improvviso di potenza

La Figura 28 mostra la variazione di potenza attiva per ciascuna risorsa di rete coinvolta dal controllo DBS dopo un improvviso aumento del carico DC. La batteria al Litio, che ha un $V_{ref} = 400$ V, assume il ruolo di master fornendo la potenza necessaria ad imporre una tensione di bus DC pari a $V_{ref} = 400$ V (vedere Figura 27 — Andamento della tensione del bus DC in caso di deficit improvviso di potenza). Quando la batteria è completamente scarica, perde il ruolo di master e la tensione del bus DC diminuisce fino a raggiungere la soglia di attivazione del PEI. Il PEI assume quindi il ruolo di master fornendo la potenza necessaria affinché la tensione del bus DC sia pari a $V_{ref} = 385$ V.

Le Figure 29 e 30 mostrano rispettivamente l'andamento delle potenze attive delle risorse di rete e l'andamento della tensione del bus DC a causa di un'improvvisa diminuzione del carico DC. La logica di controllo DBS agisce allo stesso modo già analizzato nel caso in cui la nanogrid sia caratterizzata da un deficit di potenza. Grazie all'azione del controllo, la variazione della tensione del bus DC viene mitigata fino ad un valore pari a 415V, ovvero la V_{ref} del PEI (vedere Figura 29).

4.2 Configurazione NG2

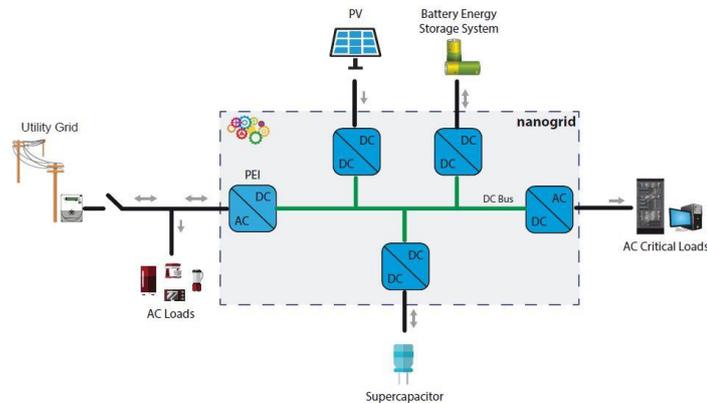


Figura 31 Configurazione NG2

Rispetto alla configurazione NG1, nella configurazione NG2, per come definita in A4.1, è stato aggiunto un supercondensatore che funge da master con una $V_{ref} = 400\text{ V}$ (Figura 31). Il suo ruolo è molto importante in quanto, partendo da una tensione di bus DC pari a 400 V (ovvero assenza di surplus/deficit di potenza attiva nella rete), è il primo master che viene attivato nel caso si verifichi una surplus/deficit di potenza attiva. È stato scelto il supercondensatore come primo master per i seguenti motivi:

- È il sistema di accumulo più veloce;
- È in grado di fornire una grande quantità di energia in un breve periodo di tempo.

Le tensioni di riferimento e le soglie per l'attivazione dei ruoli master/slave delle varie risorse per come definite in A4.1 sono riportate nella Figura 32.

	PEI	Lithium battery	Supercap	Lithium battery	PEI	PV
	370 Vdc	385 Vdc	400 Vdc	415 Vdc	430 Vdc	445 Vdc
	Absorb	-	-	-	Inject	Inject Pmax
	MPP	MPP	MPP	MPP	MPP	Vcmax
	Inject Pmax	Inject	-	Absorb	Absorb Pmax	Absorb Pmax
	-	-	Absorb Inject	-	-	-

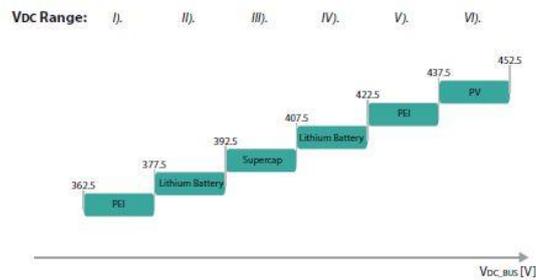


Figura 32 Valori delle tensioni di riferimento e tensioni di soglia delle risorse per NG2

I risultati delle simulazioni sono mostrati nelle Figure 33 e 34 nel caso di improvviso deficit di potenza e nelle Figure 35 e 36 nel caso di surplus improvviso.

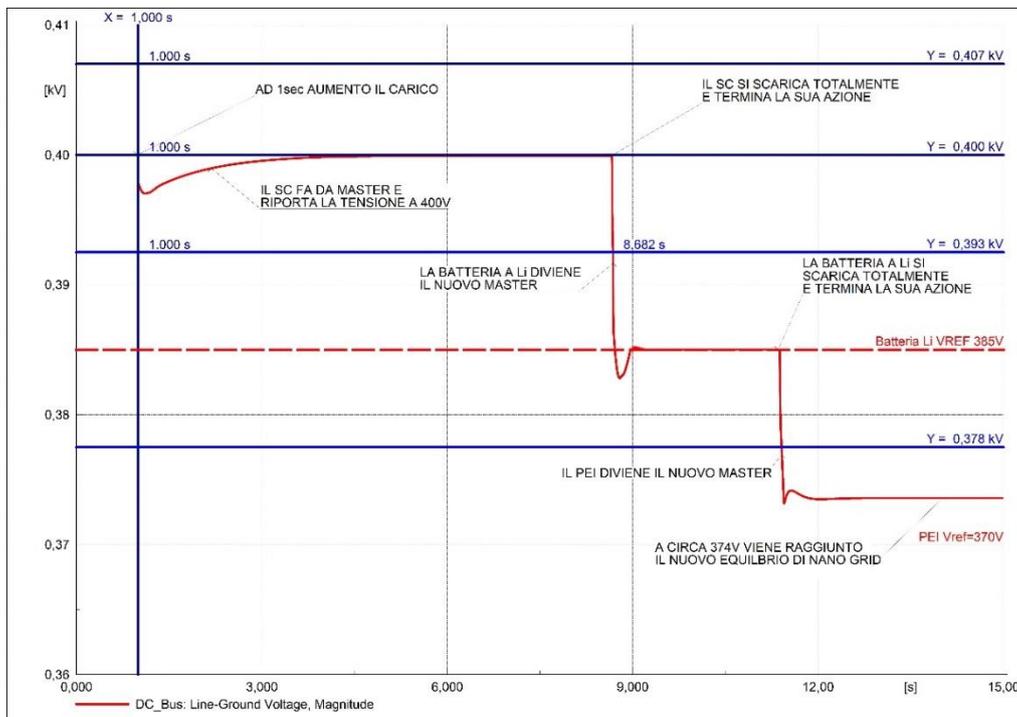


Figura 33 Andamento della tensione del bus DC in caso di deficit improvviso di potenza

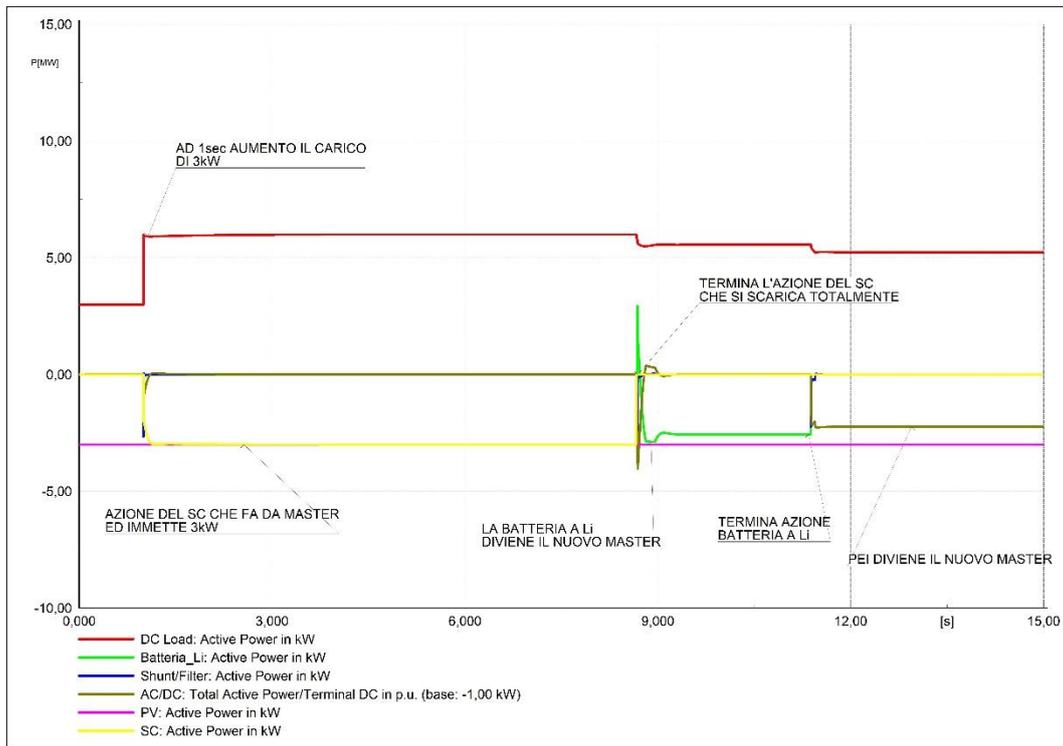


Figura 34 Andamento delle potenze in caso di deficit improvviso di potenza

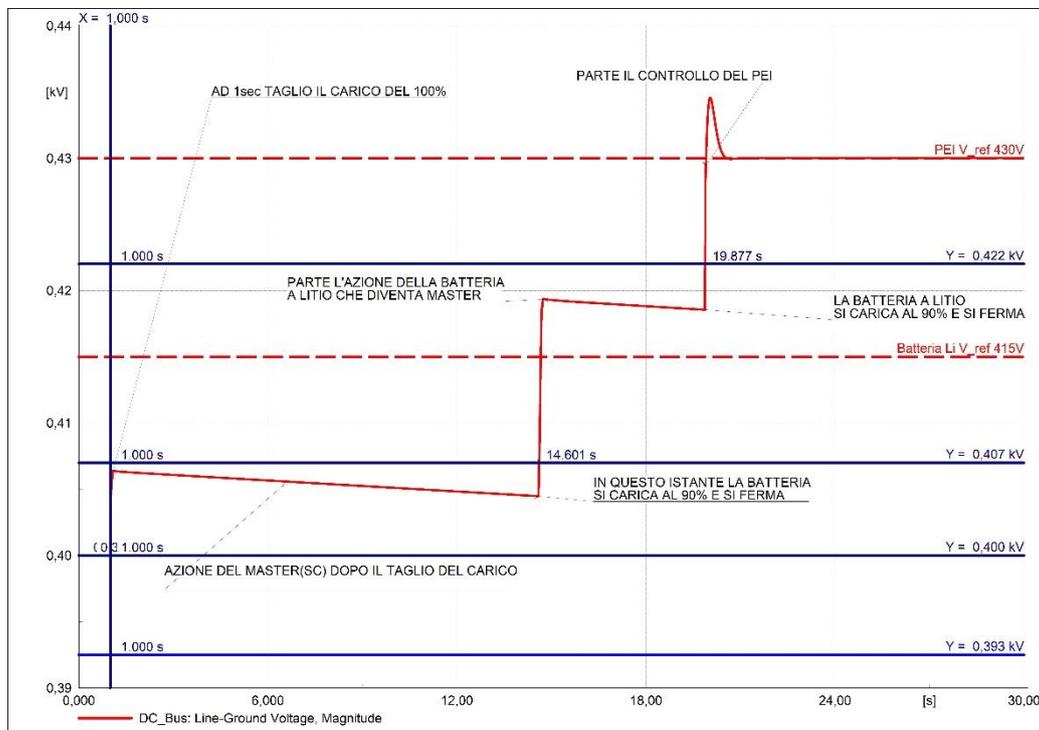


Figura 35 Andamento della tensione del bus DC in caso di surplus improvviso di potenza

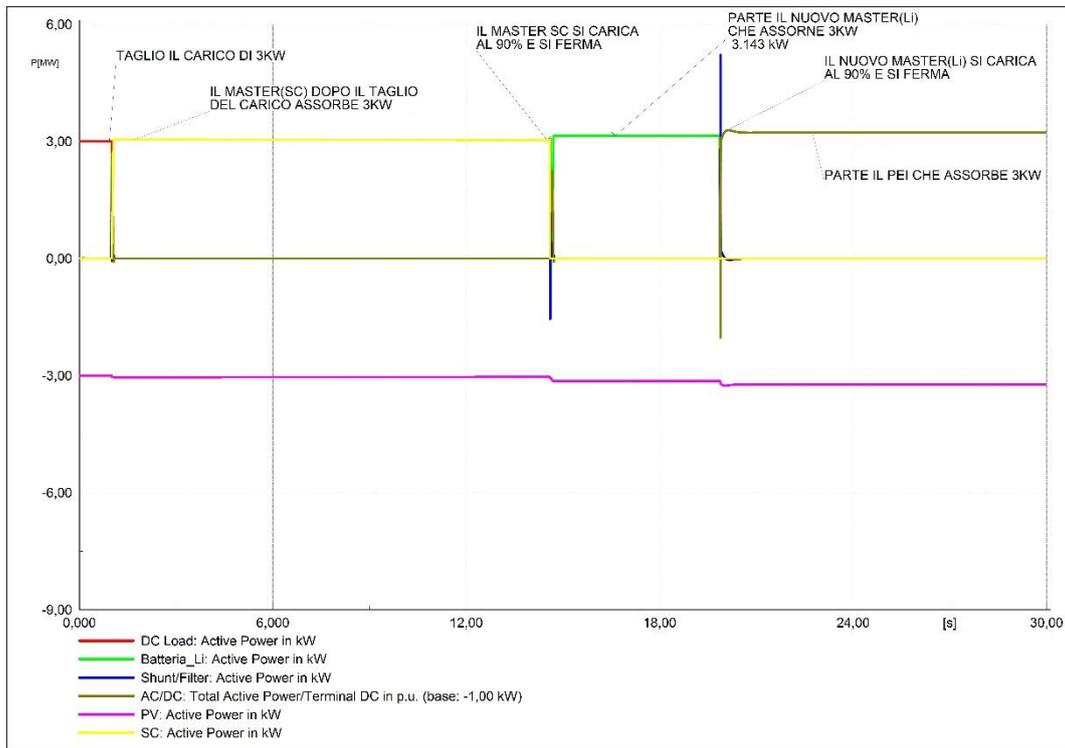


Figura 36 Andamento delle potenze in caso di surplus improvviso di potenza

Dalla Figura 33 è possibile osservare che il Supercapacitore assume il ruolo di master dopo l'evento di instabilità (improvviso aumento del carico DC) fornendo la potenza attiva necessaria per mitigare la variazione di tensione del bus DC che tende a diminuire. L'azione del Supercapacitore riporta la tensione del bus DC a $V_{ref} = 400$ V. Quando il Supercapacitore è completamente scarico, perde il ruolo di master e la tensione del bus DC torna nuovamente a decrescere. Quando tale tensione assume un valore di soglia della batteria a Litio, quest'ultima assume il ruolo di master. Il nuovo master fornisce la potenza attiva che mitiga la diminuzione del valore di tensione del bus DC, fissando il suo valore a 385V. Tale azione prosegue fino a quando la batteria non è completamente scarica ed abbandona il ruolo di master. A questo punto la tensione del bus DC decresce nuovamente fino all'attivazione dell'ultimo master ovvero del PEI stabilizzando il valore della tensione vicino alla $V_{ref}=370$ V (V_{ref} del PEI).

Le Figure 35 e 36 analizzano il comportamento delle potenze e delle tensioni di nanogrid in caso sia presente un surplus di potenza. Anche in questo caso, in maniera analoga a quanto già descritto in precedenza, grazie all'azione del controllo DBS l'aumento di tensione del bus DC viene efficacemente mitigato garantendo la stabilità di rete.

4.3 Configurazione NG3

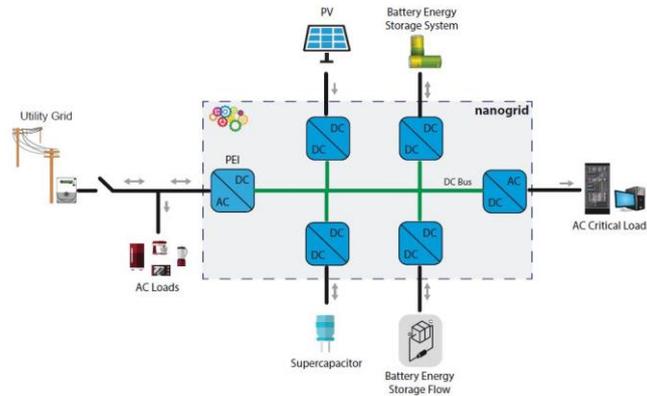


Figura 37 Configurazione NG3

In questa configurazione, è stata aggiunta alla configurazione NG2, per come definita in A4.1, una batteria a flusso come nuova forma di accumulo convenzionale. Ovviamente ogni volta che una nuova risorsa viene aggiunta alla nanogrid, è necessario ridefinire le soglie di tensione e le tensioni di riferimento di tutte le altre risorse (Figura 38).

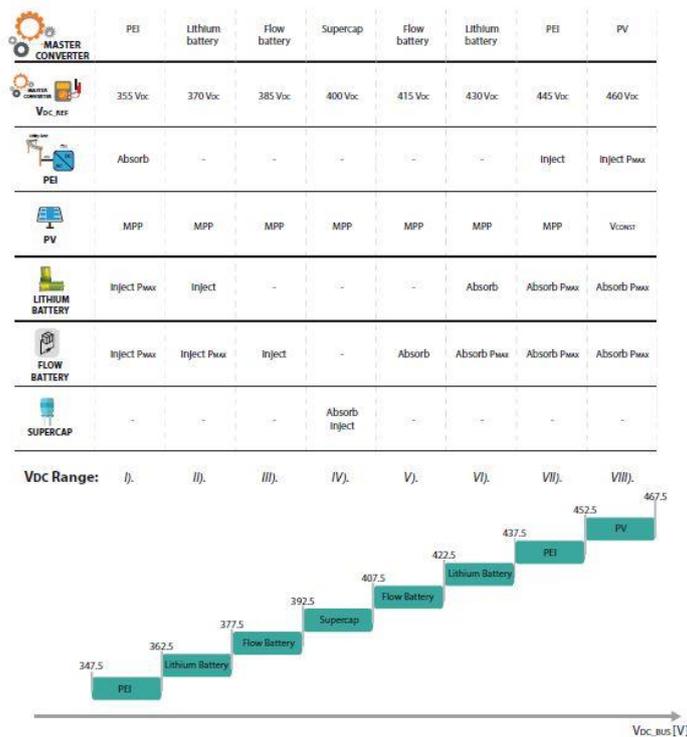


Figura 38 Valori delle tensioni di riferimento e tensioni di soglia delle risorse per NG3

I risultati delle simulazioni sono mostrati nelle Figure 39 e 40 nel caso di improvviso deficit di potenza e nelle Figure 41 e 42 nel caso di surplus improvviso.

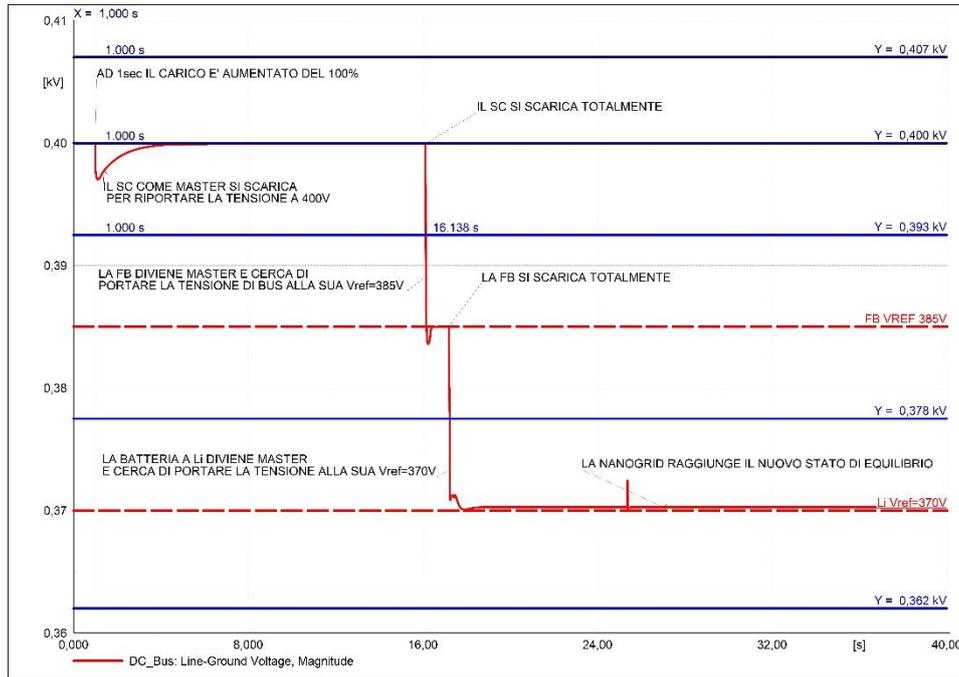


Figura 39 Andamento della tensione del bus DC in caso di deficit improvviso di potenza

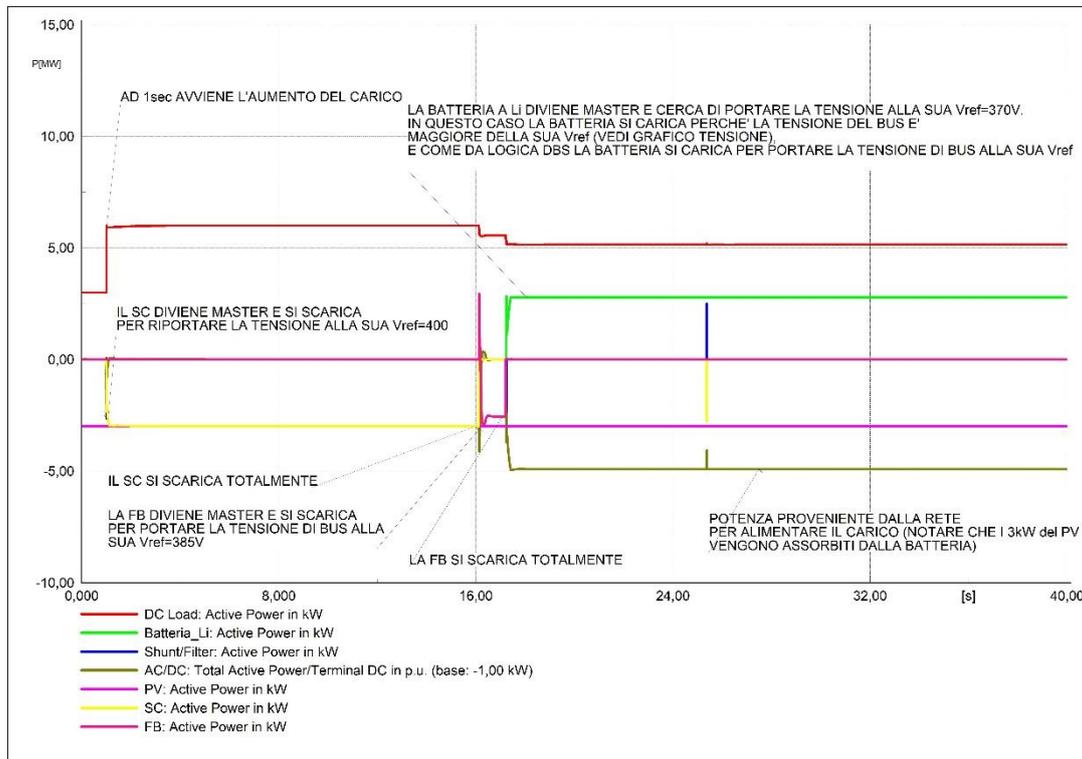


Figura 40 Andamento delle potenze in caso di deficit improvviso di potenza

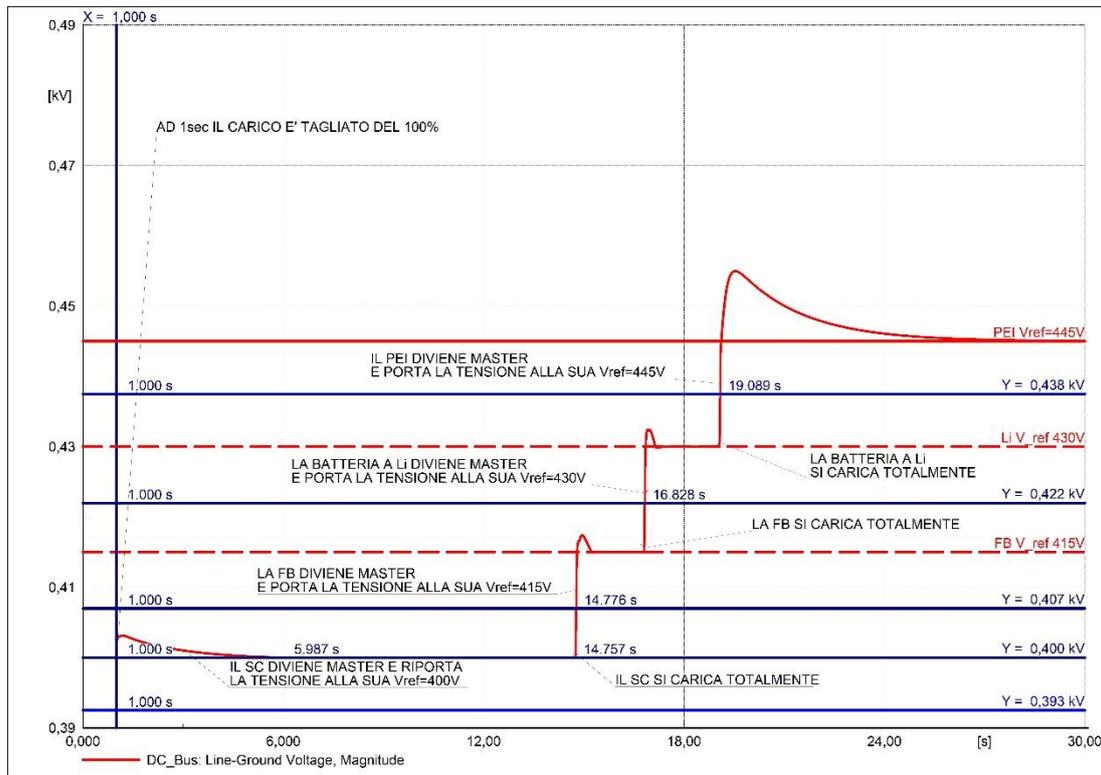


Figura 41 Andamento della tensione del bus DC in caso di surplus improvviso di potenza

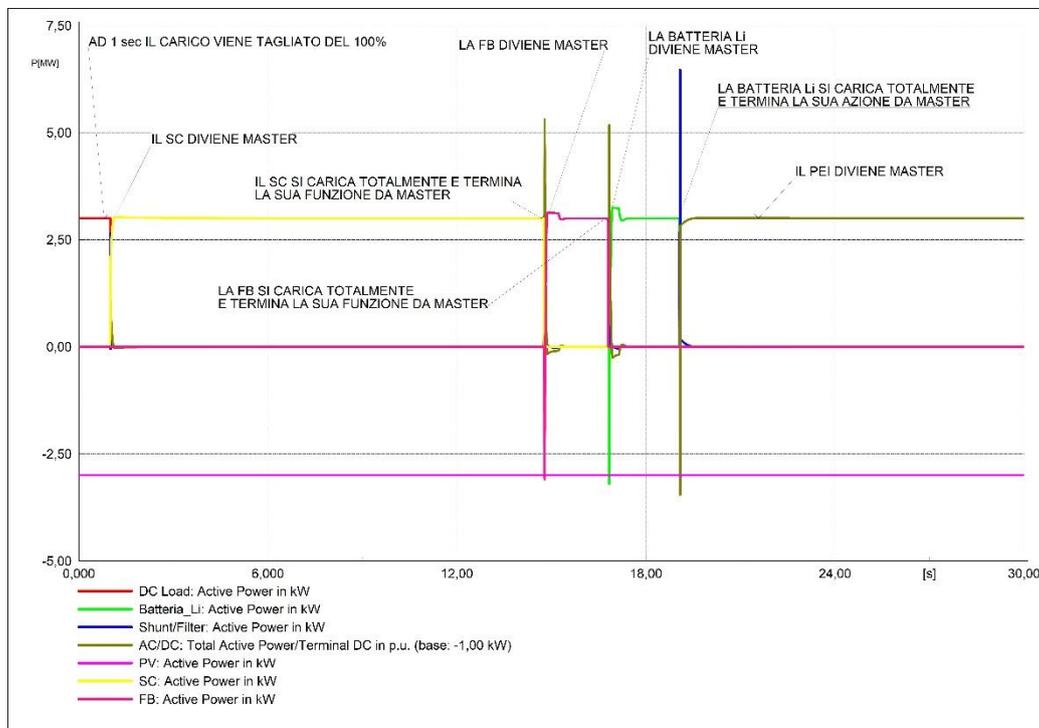


Figura 42 Andamento delle potenze in caso di surplus improvviso di potenza

Come mostrato in Figura 39 e 40, a 1 sec il carico DC viene aumentato e il Supercapacitore assume il ruolo di master fornendo la potenza attiva per mantenere il valore di tensione del bus DC vicino a 400 V, ovvero al valore pari alla Vref del Supercapacitore (vedi Figura 39). Quando il supercondensatore è completamente scarico, perde

il ruolo di master e contemporaneamente la batteria a flusso diviene il nuovo master fornendo la potenza attiva necessaria a stabilizzare la tensione del bus DC a $V_{ref}=385V$ (V_{ref} della batteria a Flusso). Quando anche la batteria a flusso si scarica completamente, la tensione del bus DC diminuisce molto velocemente fino a quando la batteria al Litio diventa master garantendo il nuovo equilibrio di potenza attiva e mantenendo il valore della tensione di bus DC vicino a 370 V.

Le Figure 41 e 42 mostrano gli andamenti di tensione e potenze di nanogrid in caso di surplus di potenza attiva nella rete. In maniera analoga a quanto già descritto in precedenza, anche in questo caso l'azione del controllo garantisce il raggiungimento di un nuovo equilibrio di potenza e mitigando la variazione in aumento della tensione di bus DC ad un valore finale di 445V (V_{ref} del PEI).

4.4 Configurazione NG4

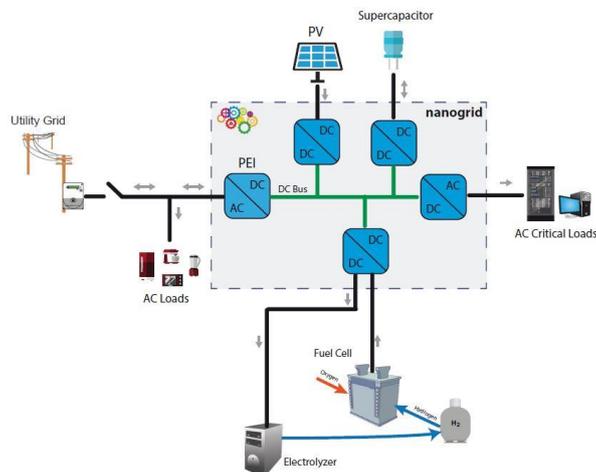


Figura 43 Configurazione NG4

Nella configurazione NG4 (vedi Figura 43), per come definita in A4.1, è stata disconnessa la batteria a flusso ed inserito il sistema di accumulo Hydrogen Power to Power descritto nel paragrafo 2.2.6.

Le tensioni di riferimento e le soglie per l'attivazione dei ruoli master/slave delle varie risorse per come definite in A4.1 sono riportate nella Figura 44.

	PEI	Fuel Cell	Supercap	Fuel Cell	PEI	PV
MASTER CONVERTER						
	355 Voc	370 Voc	400 Voc	415 Voc	430 Voc	445 Voc
Voc.ref						
	Absorb	-	-	-	Inject	Inject Pmax
PEI						
	MPP	MPP	MPP	MPP	MPP	Vcmax
PV						
	Inject Pmax	Inject	-	Absorb	Absorb Pmax	Absorb Pmax
FUEL CELL						
	-	-	Absorb Inject	-	-	-
SUPERCAP						

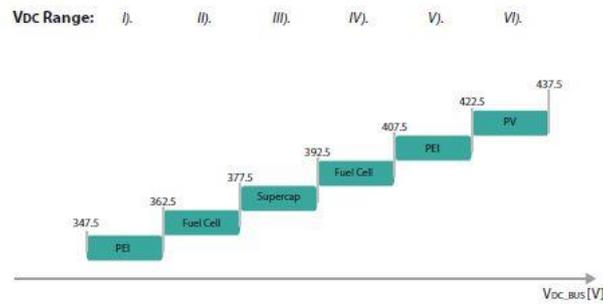


Figura 44 Valori delle tensioni di riferimento e tensioni di soglia delle risorse per NG4

I risultati delle simulazioni sono mostrati nelle Figure 45 e 46 nel caso di improvviso surplus di potenza.

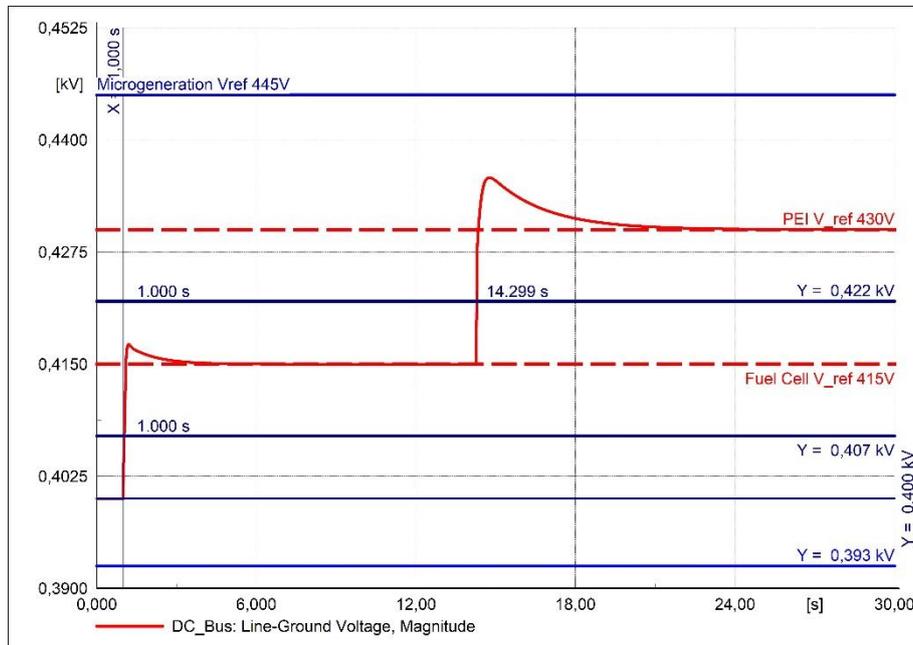


Figura 45 Andamento della tensione del bus DC in caso di surplus improvviso di potenza

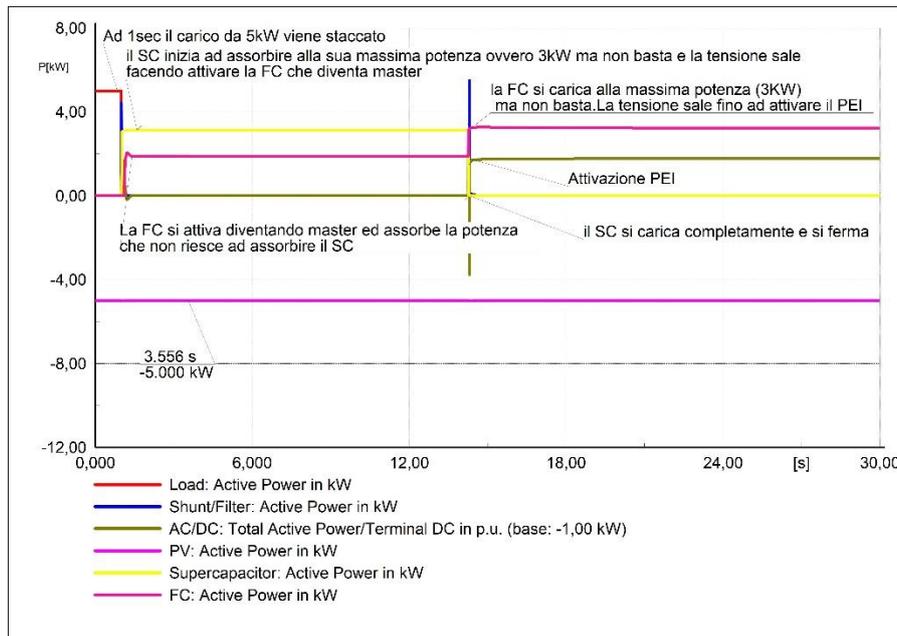


Figura 46 Andamento delle potenze in caso di surplus improvviso di potenza

I risultati delle simulazioni sono mostrati nelle Figure 47 e 48 nel caso di improvviso deficit di potenza.

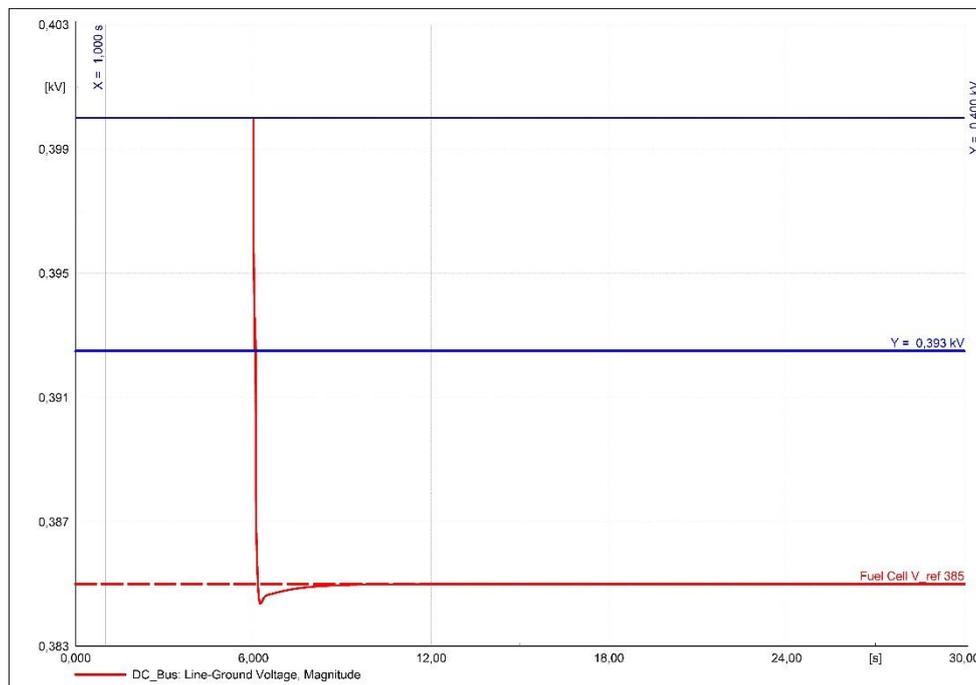


Figura 47 Andamento della tensione del bus DC in caso di deficit improvviso di potenza

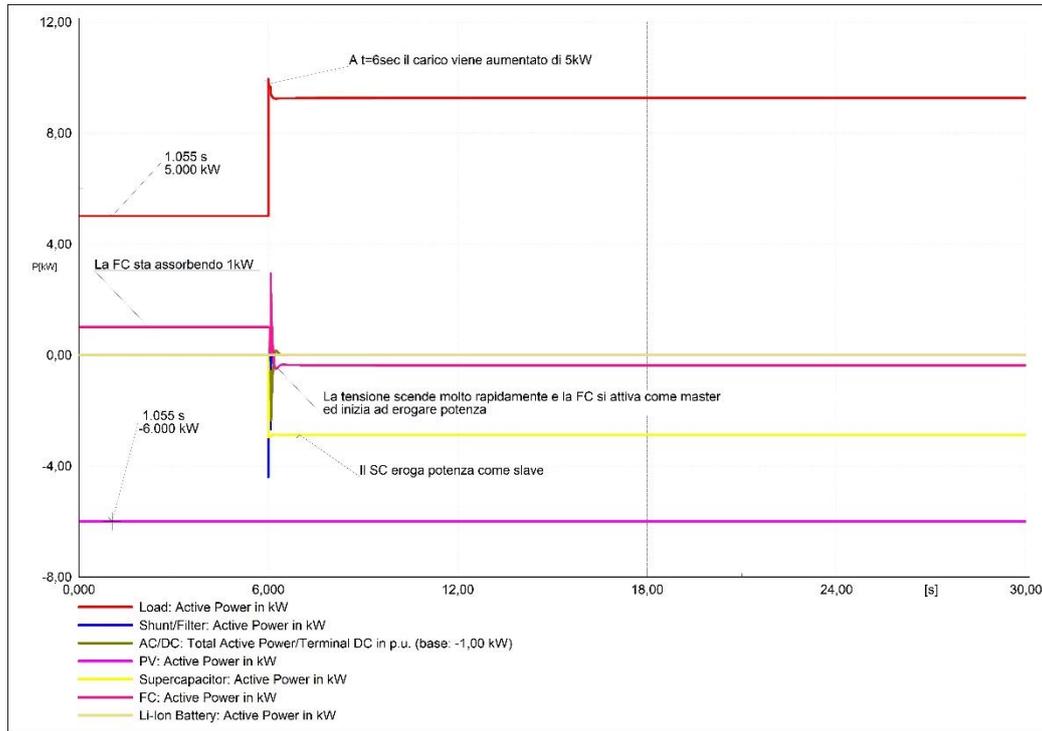


Figura 48 Andamento delle potenze in caso di deficit improvviso di potenza

Analizzando l'andamento della tensione del bus DC riportato in Figura 45, si può osservare come al tempo $t=1$ sec la tensione tende ad aumentare velocemente. Infatti, il Supercapacitore si attiva come master cercando da assorbire il surplus di potenza presente in rete ma la sua azione non è sufficiente. Tuttavia, quando la tensione raggiunge la soglia di attivazione della Fuel Cell come master, quest'ultima assorbe il surplus di potenza e stabilizza la tensione del bus DC a 415V (V_{ref} della Fuel Cell). Quando la Fuel Cell è completamente carica (vedi Figura 46), la tensione del bus DC tende nuovamente a salire fino a quando il PEI assume il ruolo di master stabilizzando la tensione a $V_{ref}=430V$.

Nel caso di deficit improvviso di potenza (Figure 47 e 48), la tensione del bus DC diminuisce troppo rapidamente non consentendo l'attivazione del Supercapacitore come master. Infatti, il primo master ad essere attivato è la Fuel Cell (Figura 48) stabilizzando la tensione del bus DC a 385V.

4.5 Configurazione NG5

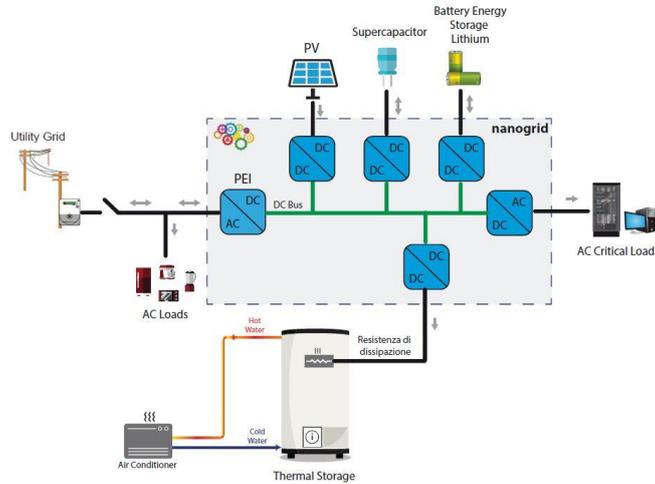


Figura 49 Configurazione NG5

Nella configurazione NG5 (vedi Figura 49), per come definita in A4.1, è stato integrato nella NG2 l'accumulo termico. Le tensioni di riferimento e le soglie per l'attivazione dei ruoli master/slave delle varie risorse per come definite in A4.1 sono riportate nella Figura 50.



Figura 50 Valori delle tensioni di riferimento e tensioni di soglia delle risorse per la configurazione NG5

I risultati delle simulazioni sono riportati nelle Figure 51 e 52.

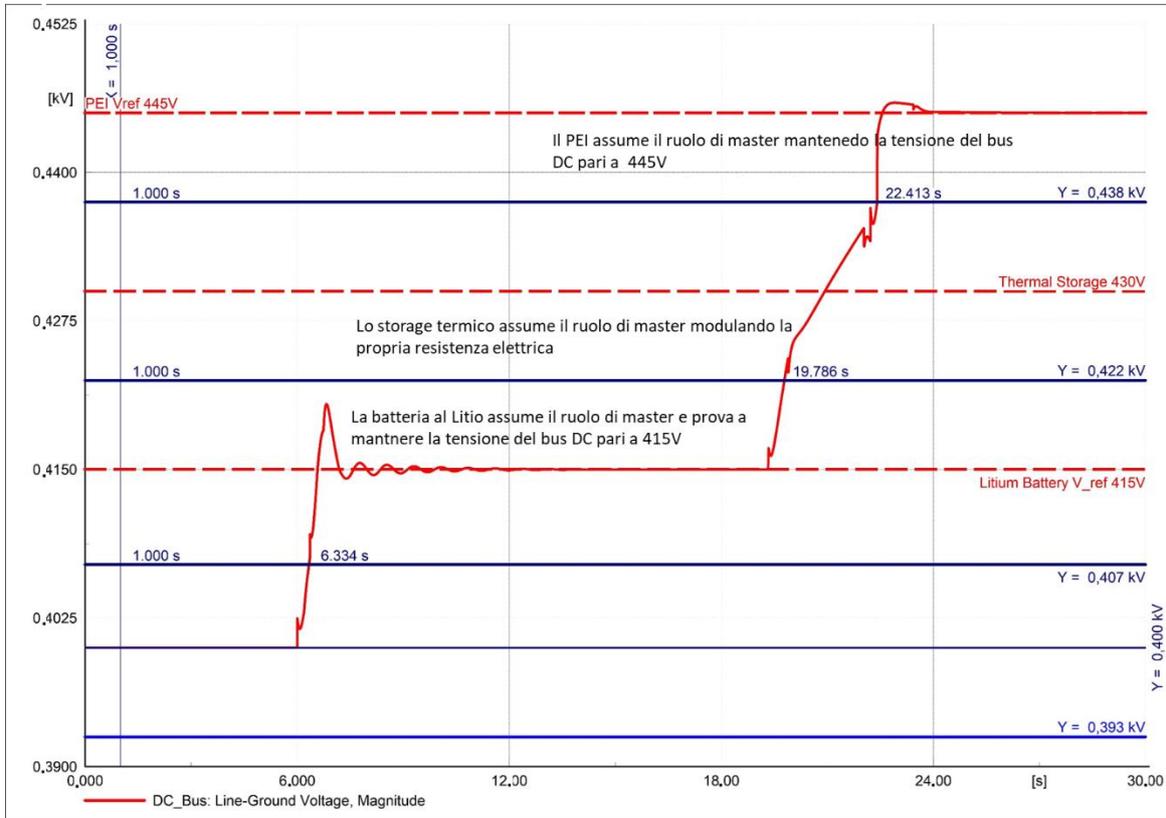


Figura 51 Andamento della tensione del bus DC in caso di surplus improvviso di potenza – NG5

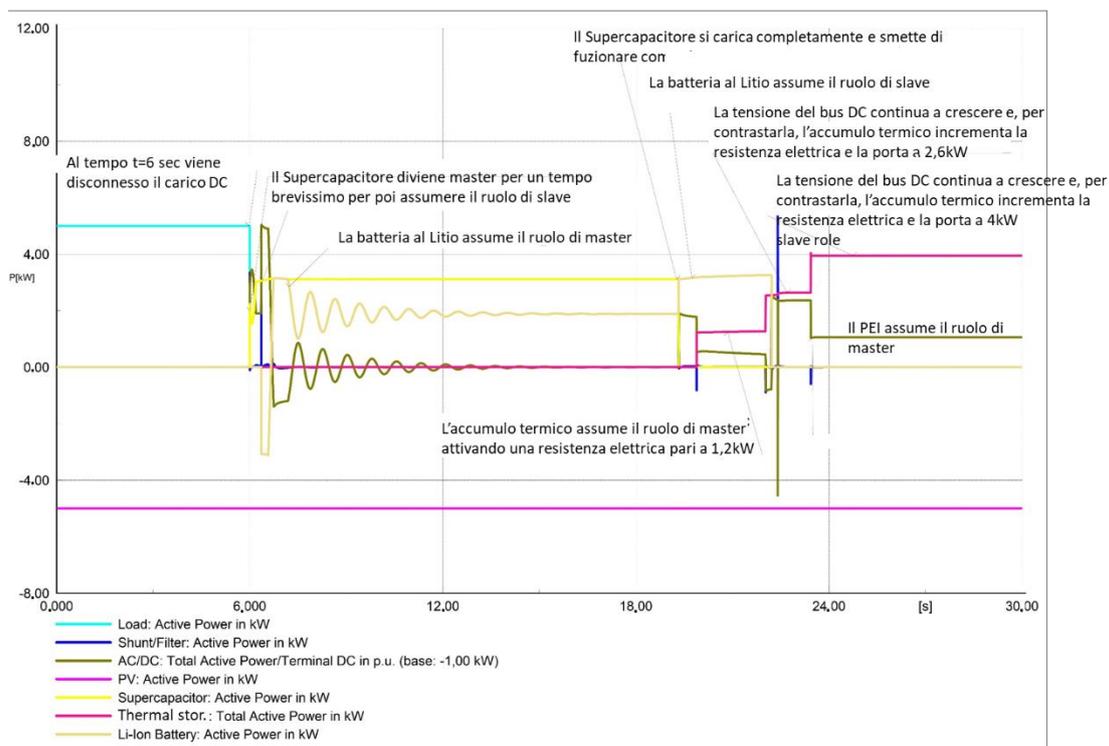


Figura 52 Andamento delle potenze in caso di surplus improvviso di potenza – NG5

Dalle Figure 51 e 52, possiamo osservare che in caso di aumento improvviso del carico DC la variazione di tensione al bus DC (Figura 51) è molto veloce, portando ad una attivazione del Supercapacitore nel ruolo di master per un tempo molto breve. Per tale motivo la sua azione come master è poco rilevante. Il master successivo che viene attivato è la batteria al Litio mentre il Supercondensatore mantiene il ruolo di slave. Quando il Supercapacitore si carica completamente smette di funzionare come slave. La sola azione come master della batteria al Litio non è sufficiente e la tensione del bus DC torna a salire. Quando il valore della tensione raggiunge la soglia di attivazione dello storage termico, quest'ultimo si attiva come master iniziando a modulare il proprio assorbimento di potenza come mostrato in Figura 52. Tuttavia, anche l'azione dello storage termico non è sufficiente e la tensione continua ad aumentare fino a quando avviene l'attivazione del PEI come master. L'azione del PEI riporta un nuovo equilibrio di potenza stabilizzando la tensione del bus DC a 445V ovvero alla V_{ref} del PEI.

4.6 Configurazione NG6

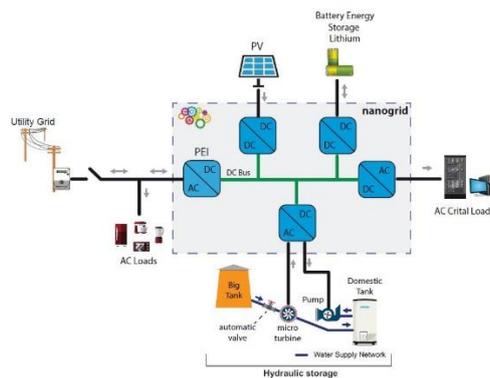


Figura 53 Configurazione NG6

Nella configurazione NG6 (vedi Figura 53), si è considerata la presenza nella nanogrid di un sistema di accumulo di tipo idrico. Il sistema di storage idrico è costituito da un accumulo domestico, una micro turbina (pico idroelettrico), una pompa (carico elettrico) ed un serbatoio di grandi dimensioni. L'intero sistema è stato simulato con un modello equivalente costituito da un generatore DC e dal carico elettrico rappresentato dalla pompa. Per i profili di carico e generazione si sono adottati i valori e le ipotesi fatte nel par. 2.2.6.

La simulazione è stata condotta sotto le seguenti ipotesi:

1. L'ora in cui viene condotta la simulazione è un'ora notturna in quanto, in base allo scenario scelto, il pico-idroelettrico si azionerà solo durante le fasi di riempimento del serbatoio che avvengono durante la notte;
2. Per la potenza generata dal pico-idroelettrico si considera la tabella 7;
3. Per il carico elettrico si considera il profilo di carico orario in tabella 8;
4. Batteria a litio carica grazie al sistema idrico a monte che rifornisce il condominio di acqua (Big Tank).

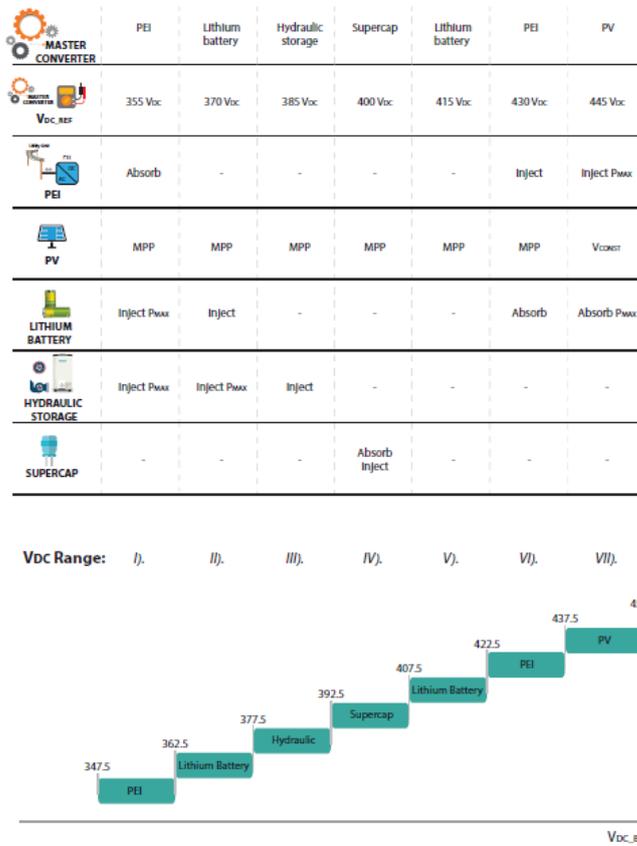


Figura 54 Valori delle tensioni di riferimento e tensioni di soglia delle risorse per la configurazione NG6

Sotto le ipotesi sopra riportate, di seguito si mostrano i risultati della simulazione ipotizzando una diminuzione improvvisa del carico durante la notte (vedi Figura 55 e 56).

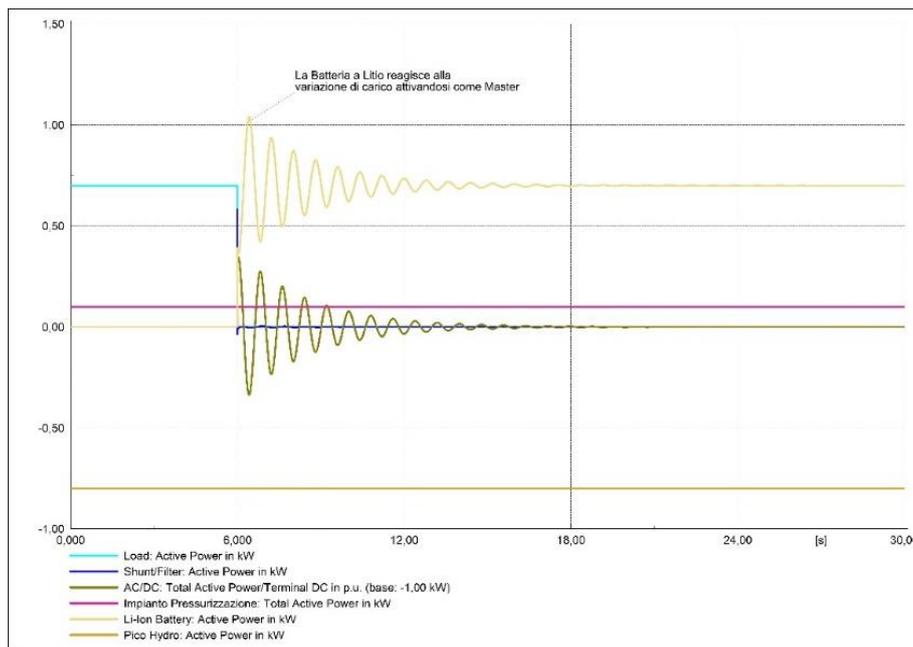


Figura 55: Andamento delle potenze in caso di surplus improvviso di potenza

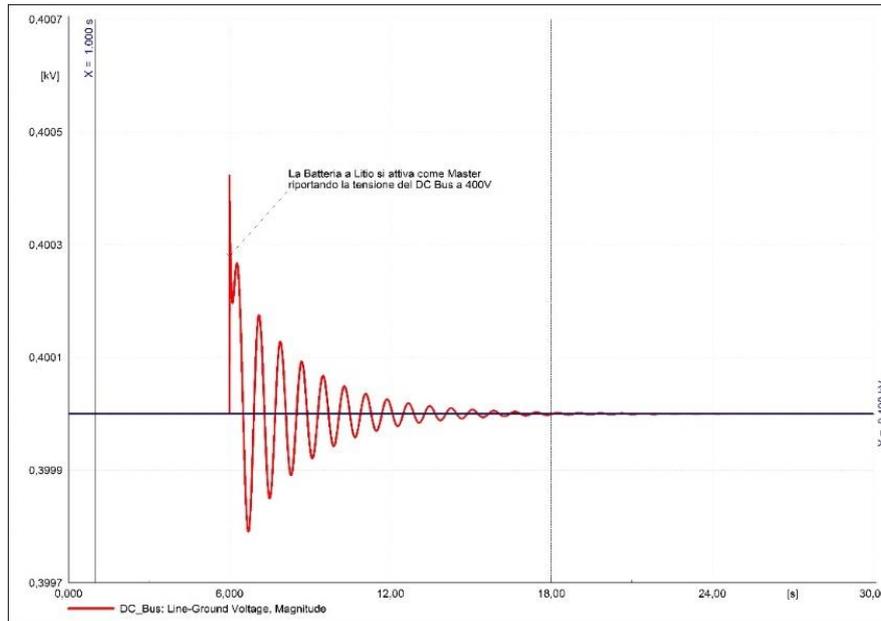


Figura 56 Andamento della tensione del bus DC in caso di surplus improvviso di potenza

Quello che si evince dalla simulazione e che essendo il carico elettrico molto basso durante la notte, una sua diminuzione improvvisa non altera in maniera significativa l'equilibrio di potenza della nanogrid. Infatti, la batteria a Litio, attivandosi come master, riesce a gestire l'evento di instabilità in maniera soddisfacente riportando la tensione del DC bus alla tensione di 400V (Tensione di riferimento della batteria a Litio nella configurazione considerata).

5 CONCLUSIONI

Con tale attività, si può concludere, si è riusciti ad implementare un modello dinamico versatile di DC nanogrid integrando diverse tecnologie come diverso tipo di sistema di storage e micro-risorse in modalità grid-connected. Sebbene sia possibile collegare direttamente diverse nG tramite il loro DC bus per creare una DC microgrid, nell'attività 4.5, l'attenzione si è concentrata sulla strategia di controllo per i diversi tipi di accumulo di energia in una singola nG. Le simulazioni sono state eseguite tramite l'ambiente DIgSILENT PowerFactory utilizzando DIgSILENT Simulation Language (DSL) integrato. La simulazione implementata ha permesso di progettare correttamente le soglie di tensione che vengono utilizzate nell'implementazione di una strategia di integrazione basata sulla logica controllo DBS. Inoltre, questa tecnica si è dimostrata efficace per la gestione di diverse tecnologie per sfruttare le peculiarità tecnologiche delle loro risposte di capacità, ad es. capacità energetiche o di potenza. Da segnalare infine che nonostante l'inconveniente della variabilità del valore di tensione del DC bus, lo stesso è stato mantenuto entro vincoli operativi che consentono al carico una sicura alimentazione elettrica.

6 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- [1] E. K. Hart, E. D. Stoutenburg, and M. Z. Jacobson, “The Potential of Intermittent Renewables to Meet Electric Power Demand: Current Methods and Emerging Analytical Techniques,” *Proc. IEEE*, vol. 100, no. 2, pp. 322–334, Feb. 2012.
- [2] N. Herisanu, V. Marinca, G. Madescu, and F. Dragan, “Dynamic Response of a Permanent Magnet Synchronous Generator to a Wind Gust,” *Energies*, vol. 12, no. 5, p. 915, Mar. 2019.
- [3] D. K. Khatod, V. Pant, and J. Sharma, “Analytical Approach for Well-Being Assessment of Small Autonomous Power Systems With Solar and Wind Energy Sources,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 25, no. 2, pp. 535–545, Jun. 2010.
- [4] S. Hajiaghahi, A. Salemnia, and M. Hamzeh, “Hybrid energy storage system for microgrids applications: A review,” *J. Energy Storage*, vol. 21, pp. 543–570, Feb. 2019.
- [5] T. Bocklisch, “Hybrid Energy Storage Systems for Renewable Energy Applications,” *Energy Procedia*, vol. 73, pp. 103–111, Jun. 2015.
- [6] R. Musale, G. K. Mahajan, and P. A. P. Chaudhari, “A DBS Control Method for Coordinating Multiple Energy Storage Devices in DC Micro grid,” *Resinca J. Sci. Eng.*, vol. 4, no. 6, 2020.
- [7] R. Ciavarella, G. Graditi, M. Valenti, A. Pinnarelli, G. Barone, and M. Vizza, “An Advanced DBS Strategy for a DC nanogrid integrating several energy storage technologies,” in *2020 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM)*, 2020, pp. 351–356.
- [8] Z. H. Zaid and L. A. C. Lopes, “Control Scheme for a Hybrid Energy Storage System Employed in a Grid-Tied DC Nano-grid,” in *2020 IEEE 29th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, 2020, pp. 1330–1335.
- [9] D. Menniti, A. Pinnarelli, N. Sorrentino, and G. Belli, “A Local Market Model Involving Prosumers Taking Into Account Distribution Network Congestions in Smart Cities,” *Int. Rev. Electr. Eng.*, vol. 9, no. 5, p. 976, Oct. 2014.
- [10] A. A. Asif, R. Singh, and A. J. Alam Majumder, “The Paradigm Shifting Role of Solar Powered DC Nano-Grids in New Electrification and Replacement for Traditional Grid Distribution,” in *2020 Clemson University Power Systems Conference (PSC)*, 2020, pp. 1–6.
- [11] D. Chen, L. Xu, and L. Yao, “DC Voltage Variation Based Autonomous Control of DC Microgrids,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 28, no. 2, pp. 637–648, Apr. 2013.
- [12] A. Garg, B. M. Joshi, and R. Oruganti, “Modeling a DC Microgrid with Real Time Power Management Using DC Bus Signalling,” in *2018 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2018, pp. 46–53.
- [13] A. Pinnarelli, D. Menniti, N. Sorrentino, and A. A. Bayod-Rújula, “Optimal management of energy storage systems integrated in nanogrids for virtual ‘nonsumer’ community,” in *Distributed Energy Resources in Local Integrated Energy Systems*, Elsevier, 2021, pp. 231–278.
- [14] C. N. Papadimitriou, E. I. Zountouridou, and N. D. Hatziargyriou, “Review of hierarchical control in DC microgrids,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 122, pp. 159–167, May 2015.
- [15] Z. H. Jian, Z. Y. He, J. Jia, and Y. Xie, “A review of control strategies for DC micro-grid,” in *2013 Fourth International Conference on Intelligent Control and Information Processing (ICICIP)*, 2013, pp. 666–671.
- [16] J. Kumar, A. Agarwal, and V. Agarwal, “A review on overall control of DC microgrids,” *J. Energy Storage*, vol. 21, pp. 113–138, Feb. 2019.

- [17] J. Bryan, R. Duke, and S. Round, "Decentralized generator scheduling in a nanogrid using DC bus signaling," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004.*, vol. 2, pp. 977–982.
- [18] J. Schonbergerschonberger, R. Duke, and S. D. Round, "DC-Bus Signaling: A Distributed Control Strategy for a Hybrid Renewable Nanogrid," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 53, no. 5, pp. 1453–1460, Oct. 2006.
- [19] L. Zhang, T. Wu, Y. Xing, K. Sun, and J. M. Guerrero, "Power control of DC microgrid using DC bus signaling," in *2011 Twenty-Sixth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2011*, pp. 1926–1932.
- [20] Kai Sun, Li Zhang, Yan Xing, and J. M. Guerrero, "A Distributed Control Strategy Based on DC Bus Signaling for Modular Photovoltaic Generation Systems With Battery Energy Storage," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 26, no. 10, pp. 3032–3045, Oct. 2011.
- [21] F. Li, Z. Lin, Z. Qian, and J. Wu, "Active DC bus signaling control method for coordinating multiple energy storage devices in DC microgrid," in *2017 IEEE Second International Conference on DC Microgrids (ICDCM), 2017*, pp. 221–226.
- [22] C. Jin, P. Wang, J. Xiao, Y. Tang, and F. H. Choo, "Implementation of Hierarchical Control in DC Microgrids," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 61, no. 8, pp. 4032–4042, Aug. 2014.
- [23] Ciavarella R.; Graditi G.; Valenti, M.; Pinnarelli A.; Barone G.; Vizza M.; Menniti D.; Sorrentino N.; Brusco G., (2021) " Modeling of an Energy Hybrid System Integrating Several Storage Technologies: The DBS Technique in a Nanogrid Application", *Sustainability* , 22 Gennaio 2021 , <https://www.mdpi.com/2071-1050/13/3/1170>.
- [24] J. X. Han and W. Xiao, "Advanced Control Scheme for DC Microgrid via Dual Active Bridge and Bus Signaling," in *2019 IEEE 28th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE), 2019*, pp. 2515–2520.
- [25] M. Chen and G. A. Rincon-Mora, "Accurate Electrical Battery Model Capable of Predicting Runtime and I–V Performance," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 21, no. 2, pp. 504–511, Jun. 2006.
- [26] M. Skyllas-Kazacos, "New All-Vanadium Redox Flow Cell," *J. Electrochem. Soc.*, vol. 133, no. 5, p. 1057, 1986.
- [27] P. Alotto, M. Guarnieri, and F. Moro, "Redox flow batteries for the storage of renewable energy: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 29, pp. 325–335, Jan. 2014.
- [28] A.J. Bard L.R. Faulkner, *Electrochemical Methods: Fundamentals and Applications*, 2nd ed. 2000.
- [29] A. Bhattacharjee, A. Roy, N. Banerjee, S. Patra, and H. Saha, "Precision dynamic equivalent circuit model of a Vanadium Redox Flow Battery and determination of circuit parameters for its optimal performance in renewable energy applications," *J. Power Sources*, vol. 396, pp. 506–518, Aug. 2018.
- [30] H. Wendt *et al.*, "Electrochemistry," in *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*, Weinheim, Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2003.
- [31] B. K. Kim, S. Sy, A. Yu, and J. Zhang, "Electrochemical Supercapacitors for Energy Storage and Conversion," in *Handbook of Clean Energy Systems*, Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2015, pp. 1–25.
- [32] X. Chen, R. Paul, and L. Dai, "Carbon-based supercapacitors for efficient energy storage," *Natl. Sci. Rev.*, vol. 4, no. 3, pp. 453–489, May 2017.
- [33] H. Yu *et al.*, "Improvement of the performance for quasi-solid-state supercapacitor by using PVA–KOH–KI polymer gel electrolyte," *Electrochim. Acta*, vol. 56, no. 20, pp. 6881–6886, Aug. 2011.

- [34] W. Wu, J. Partridge, and R. Bucknall, "Development and Evaluation of a Degree of Hybridisation Identification Strategy for a Fuel Cell Supercapacitor Hybrid Bus," *Energies*, vol. 12, no. 1, p. 142, Jan. 2019.
- [35] S. Vazquez, S. M. Lukic, E. Galvan, L. G. Franquelo, and J. M. Carrasco, "Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 57, no. 12, pp. 3881–3895, Dec. 2010.
- [36] F. Ciccarelli, L. Di Noia, and R. Rizzo, "Integration of Photovoltaic Plants and Supercapacitors in Tramway Power Systems," *Energies*, vol. 11, no. 2, p. 410, Feb. 2018.
- [37] M. Xia, J. Nie, Z. Zhang, X. Lu, and Z. L. Wang, "Suppressing self-discharge of supercapacitors via electrorheological effect of liquid crystals," *Nano Energy*, vol. 47, pp. 43–50, May 2018.
- [38] W. Sarwar, M. Marinescu, N. Green, N. Taylor, and G. Offer, "Electrochemical double layer capacitor electro-thermal modelling," *J. Energy Storage*, vol. 5, pp. 10–24, Feb. 2016.
- [39] H. Wang and L. Pilon, "Mesoscale modeling of electric double layer capacitors with three-dimensional ordered structures," *J. Power Sources*, vol. 221, pp. 252–260, Jan. 2013.
- [40] F. Belhachemi, S. Rael, and B. Davat, "A physical based model of power electric double-layer supercapacitors," in *Conference Record of the 2000 IEEE Industry Applications Conference. Thirty-Fifth IAS Annual Meeting and World Conference on Industrial Applications of Electrical Energy (Cat. No.00CH37129)*, vol. 5, pp. 3069–3076.
- [41] L. Zhang, Z. Wang, X. Hu, F. Sun, and D. G. Dorrell, "A comparative study of equivalent circuit models of ultracapacitors for electric vehicles," *J. P[a nonlinear 3-branch equivalent circuit]*, *Int. J. Energy Res.*, vol. 42, no. 11, pp. 3524–3534, Sep. 2018.
- [43] H. Miniguano, C. Raga, A. Barrado, A. Lazaro, P. Zumel, and E. Olias, "A comparative study and parameterization of electrical battery models applied to hybrid electric vehicles," in *2016 International Conference on Electrical Systems for Aircraft, Railway, Ship Propulsion and Road Vehicles & International Transportation Electrification Conference (ESARS-ITEC)*, 2016, pp. 1–6.
- [44] S. Shiva Kumar and V. Himabindu, "Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review," *Mater. Sci. Energy Technol.*, vol. 2, no. 3, pp. 442–454, Dec. 2019.
- [45] A. Pessot *et al.*, "Contribution to the modelling of a low temperature PEM fuel cell in aeronautical conditions by design of experiments," *Math. Comput. Simul.*, vol. 158, pp. 179–198, Apr. 2019.
- [46] L. Wang *et al.*, "Operation of proton exchange membrane (PEM) fuel cells using natural cellulose fiber membranes," *Sustain. Energy Fuels*, vol. 3, no. 10, pp. 2725–2732, 2019.
- [47] A. A. Franco, "A multiscale modeling framework for the transient analysis of PEM Fuel Cells - From the fundamentals to the engineering practice," 2010.