





Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR Progetti di Ricerca Industriale e Sviluppo Sperimentale nelle 12 Aree di Specializzazione individuate dal PNR 2015-2020

Definizione dei sistemi di controllo (BMS BCS e NMS) in funzione della configurazione

Rapporto Tecnico di Ricerca Industriale D4.6





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	D4.6
Tipologia	Rapporto Tecnico
Data di Rilascio	30/05/2021
Obiettivo Realizzativo	OR4
Attività Realizzativa	A4.6
Soggetti Beneficiari Proponenti	UNICAL, FBK, ENEA
Elaborato (Nome, Cognome – Soggetto	Anna Pinnarelli, Gaetano Polizzi, Maurizio Vizza,
Beneficiario)	Giuseppe Barone – UNICAL
	Michele Bolognese, Edoardo Gino Macchi – FBK
Verificato (Nome, Cognome – Soggetto	Anna Pinnarelli - UNICAL
Beneficiario)	Edoardo Gino Macchi - FBK
Approvato (Nome, Cognome – Soggetto	Membri del PEB
Beneficiario)	



INDICE

1 Introduzione 6 2 Convertitore DC/DC e DC/AC 8 2.1 Convertitore DC/DC half-bridge 9 2.1.1 Buck-converter 9 2.1.2 Boost converter 10 2.2 Convertitore DC/AC full-bridge 12 2.3 Convertitore DC/AC full-bridge node Loads 12 2.4 Convertitore DC/AC full-bridge node Grid 13 3 Super condensatori 14 3.1Modello Singola cella 15 3.2 Modello istema di accumulo 18 3.2.1 Modello in Supercap-DAB-Bus 20 3.2.1 Logica di contrilo 25 4 Batterie a flusso 26 5 Batterie a flusso 26 6 Celle a combustibile 37 6.1 PEMFC 39 6.2 Dispositivi di conversione interna: Buck e Boost 41 7 Configurazione PEM-DAB-BUS 46 7.2 Analisi Soglie di tensione Bus 47 7.3 Configurazione Bus "snapshot" 49 7.4 Configurazione Bus "snapshot" 49 7.4 Configurazione Bus -rslave per PEM/Elettrolizzatore 50 8 Definizione e modellazione tramite Simplorer del controllo della nanogrid (nanogrid management system - NMS) <td< th=""><th>Executive Summary</th><th>6</th></td<>	Executive Summary	6
2 Convertitore DC/DC b D/AC 8 2.1 Convertitore DC/DC half-bridge 9 2.1.1 Buck-converter 9 2.1.2 Boost converter 10 2.2 Convertitore DC/AC full-bridge 12 2.3 Convertitore DC/AC full-bridge node Loads 12 2.4 Convertitore DC/AC full-bridge node Grid 13 3 Super condensatori 14 3.1Modello Singola cella 15 3.1Modello sistema di accumulo 18 3.2.1 Modello in Supercap-DAB-Bus. 20 3.2.2 Logica di contrilo 25 4 Batterie a flusso 26 5 Batteria Litio Ferro fosfato (LFP) 32 6 Celle a combustibile 37 6.1 PEMFC 39 6.2 Dispositivi di conversione interna: Buck e Boost 41 7 Configurazione PEM-DAB-BUS 46 7.2 Analisi Soglie di tensione Bus 47 7.3 Configurazione Bus -PV 50 7.5 Strategia di controllo master-slave per PEM/Elettrolizzatore 50 8 Application Control Layer 56 8.3 Application Control Layer 56 8.4 Implementazione delle logiche di controllo: NDDO MS 52 <tr< td=""><td>1 Introduzione</td><td>6</td></tr<>	1 Introduzione	6
2.1 Convertitore DC/DC half-bridge 9 2.1.1 Buck-converter 9 2.1.2 Boost converter 10 2.2 Convertitore DC/AC full-bridge node Loads 12 2.3 Convertitore DC/AC full-bridge node Loads 12 2.4 Convertitore DC/AC full-bridge node Grid 13 3 Super condensatori 14 3.1 Modello Singola cella 15 3.2 Modello is stema di accumulo 18 3.2.1 Modello in Supercap-DAB-Bus. 20 3.2.2 Logica di contrilo 25 4 Batterie a flusso 26 5 Batterie a flusso 26 5 Colligo attico Ferro fosfato (LFP) 32 6 Celle a combustibile 37 6.1 PEMFC 39 7.2 Analisi Soglie di tensione Bus 47 7.3 Configurazione PEM-DAB-BUS 46 7.4 Configurazione Bus "snapshot" 49 7.4 Configurazione Bus "snapshot" 49 7.4 Configurazione Bus "snapshot" 53 8.1 Architettura di controllo 53 8.2 System Control Layer 56 8.3 Application Control Layer 56 8.4 Implementazione delle logiche di controllo: NOD	2 Convertitore DC/DC e DC/AC	
2.1.1 Buck-converter 9 2.1.2 Boost converter 10 2.2 Convertitore DC/AC full-bridge 12 2.3 Convertitore DC/AC full-bridge node Loads 12 2.4 Convertitore DC/AC full-bridge node Grid 13 3 Super condensatori 14 3.1 Modello Singola cella 15 3.2 Modello sistema di accumulo 18 3.2.1 Modello in Supercap-DAB-Bus. 20 3.2.2 Logica di contrilo 25 4 Batterie a flusso 26 5 Batteria litio Ferro fosfato (LFP) 32 6 Celle a combustibile 37 6.1 PEMFC 39 6.2 Dispositivi di conversione interna: Buck e Boost 41 7 Configurazione PEM-DAB-BUS. 40 7.3 Configurazione Bus "snapshot" 49 7.4 Configurazione Bus "snapshot" 49 7.4 Configurazione Bus -PV 50 7.5 Strategia di controllo master-slave per PEM/Elettrolizzatore 50 8 Definizione e modellazione tramite Simplorer del controllo della nanogrid (nanogrid management system -NMS) 53 8.1 Architettura di controllo 53 8.2 System Control Layer 56 8.3 Applicatio	2.1 Convertitore DC/DC half-bridge	9
2.1.2 Boost converter 10 2.2 Convertitore DC/AC full-bridge 12 2.3 Convertitore DC/AC full-bridge node Loads 12 2.4 Convertitore DC/AC full-bridge node Grid 13 3 Super condensatori 14 3.1 Modello Singola cella 15 3.2 Modello sistema di accumulo 18 3.2.1 Modello in Supercap-DAB-Bus 20 3.2.2 Logica di contrilo 25 4 Batterie a flusso 26 5 Batteria Litio Ferro fosfato (LFP) 32 6 Celle a combustibile 37 6.1 PEMFC 39 6.2 Dispositivi di conversione interna: Buck e Boost 41 7 Configurazione PEM-DAB-BUS 46 7.2 Analisi Soglie di tensione Bus 47 7.3 Configurazione Bus "snapshot" 49 7.4 Configurazione Bus "snapshot" 49 7.4 Configurazione Bus -PV 50 8 Definizione e modellazione tramite Simplorer del controllo della nanogrid (nanogrid management system -NMS) 53 8.1 Architettura di controllo 53 8.2 System Control Layer 56 8.3 Application Control Layer 56 8.4 Implementazione delle logiche di	2.1.1 Buck-converter	9
2.2 Convertitore DC/AC full-bridge 12 2.3 Convertitore DC/AC full-bridge node Loads 12 2.4 Convertitore DC/AC full-bridge node Grid 13 3 Super condensatori 14 3.1 Modello Singola cella 15 3.2 Modello sistema di accumulo 18 3.2.1 Modello in Supercap-DAB-Bus 20 3.2.2 Logica di contrilo 25 4 Batterie a flusso 26 5 Batteria Litio Ferro fosfato (LFP) 32 6 Celle a combustibile 37 6.1 PEMFC 39 6.2 Dispositivi di conversione interna: Buck e Boost 41 7 Configurazione PEM-DAB-BUS 46 7.2 Analisi Soglie di tensione Bus 47 7.3 Configurazione Bus "snapshot" 49 7.4 Configurazione Bus "snapshot" 49 7.4 Configurazione Bus -PV 50 7.5 Strategia di controllo master-slave per PEM/Elettrolizzatore 50 8 Definizione e modellazione tramite Simplorer del controllo della nanogrid (nanogrid management system -NMS) 53 8.1 Architettura di controllo 53 8.2 System Control Layer 56 8.3 Application Control Layer 56	2.1.2 Boost converter	10
2.3 Convertitore DC/AC full-bridge node Loads 12 2.4 Convertitore DC/AC full-bridge node Grid 13 3 Super condensatori 14 3.1 Modello Singola cella 15 3.2 Modello sistema di accumulo 18 3.2.1 Modello in Supercap-DAB-Bus 20 3.2.2 Logica di contrillo 25 4 Batterie a flusso 26 5 Batteria Litio Ferro fosfato (LFP) 32 6 Celle a combustibile 37 6.1 PEMFC 39 6.2 Dispositivi di conversione interna: Buck e Boost 41 7 Configurazione PEM-DAB-BUS 46 7.2 Analisi Soglie di tensione Bus 47 7.3 Configurazione Bus "snapshot" 49 7.4 Configurazione Bus "snapshot" 49 7.4 Configurazione Bus -PV 50 7.5 Strategia di controllo master-slave per PEM/Elettrolizzatore 53 8.1 Architettura di controllo 53 8.2 System Control Layer 56 8.3 Application Control Layer 56 8.3 Application Control Layer 66 8.5 Source and Hardware Control Layers 66 8.5.1 Node Load Control Strategy 67	2.2 Convertitore DC/AC full-bridge	
2.4 Convertitore DC/AC full-bridge node Grid 13 3 Super condensatori 14 3.1 Modello Singola cella 15 3.2 Modello sistema di accumulo 18 3.2.1 Modello in Supercap-DAB-Bus 20 3.2.2 Logica di contrilo 25 4 Batterie a flusso 26 5 Batteria Litio Ferro fosfato (LFP) 32 6 Celle a combustibile 37 6.1 PEMFC 39 6.2 Dispositivi di conversione interna: Buck e Boost 41 7 Configurazione PEM-DAB-BUS 46 7.2 Analisi Soglie di tensione Bus 47 7.3 Configurazione Bus "snapshot" 49 7.4 Configurazione Bus "PV 50 8 Definizione e modellazione tramite Simplorer del controllo della nanogrid (nanogrid management system - NMS) 53 8.1 Architettura di controllo 53 8.2 System Control Layer 56 8.3 Application Control Layer 60 8.4 Implementazione delle logiche di controllo: NODO MS 62 8.5 Source and Hardware Control Layers 66 8.5.1 Node Load Control Strategy 67 8.5 Source and Hardware Control Layers 66 8.5 L	2.3 Convertitore DC/AC full-bridge node Loads	
3 Super condensatori 14 3.1 Modello Singola cella 15 3.2 Modello sistema di accumulo 18 3.2.1 Modello in Supercap-DAB-Bus. 20 3.2.2 Logica di contrilo. 25 4 Batterie a flusso 26 5 Batteria Litio Ferro fosfato (LFP) 32 6 Celle a combustibile 37 6.1 PEMFC 39 6.2 Dispositivi di conversione interna: Buck e Boost 41 7 Configurazione PEM-DAB-BUS 46 7.2 Analisi Soglie di tensione Bus 47 7.3 Configurazione Bus "snapshot" 49 7.4 Configurazione Bus "snapshot" 49 7.4 Configurazione Bus "PV 50 7.5 Strategia di controllo master-slave per PEM/Elettrolizzatore 50 8 Definizione e modellazione tramite Simplorer del controllo della nanogrid (nanogrid management system - NMS) 53 8.1 Architettura di controllo 53 8.2 System Control Layer 60 8.4 Implementazione delle logiche di controllo: NDO MS 62 8.5 Source and Hardware Control Layers 66 8.5.1 Node Load Control Strategy 67 8.5.2 Node Grid Control Strategy 67 <td>2.4 Convertitore DC/AC full-bridge node Grid</td> <td></td>	2.4 Convertitore DC/AC full-bridge node Grid	
3.1Modello Singola cella 15 3.2 Modello sistema di accumulo 18 3.2.1 Modello in Supercap-DAB-Bus. 20 3.2.2 Logica di contrilo 25 4 Batterie a flusso 26 5 Batteria Litio Ferro fosfato (LFP) 32 6 Celle a combustibile 37 6.1 PEMFC 39 6.2 Dispositivi di conversione interna: Buck e Boost 41 7 Configurazione PEM-DAB-BUS 46 7.2 Analisi Soglie di tensione Bus 47 7.3 Configurazione Bus "snapshot" 49 7.4 Configurazione Bus -PV 50 7.5 Strategia di controllo master-slave per PEM/Elettrolizzatore 50 8 Definizione e modellazione tramite Simplorer del controllo della nanogrid (nanogrid management system - NMS) 53 8.1 Architettura di controllo 53 8.2 System Control Layer 60 8.4 Implementazione delle logiche di controllo: NODO MS 62 8.5 Source and Hardware Control Layers 66 8.5.1 Node Load Control Strategy 67 8.5.2 Node Grid Control Strategy 67	3 Super condensatori	
3.2 Modello sistema di accumulo 18 3.2.1 Modello in Supercap-DAB-Bus. 20 3.2.2 Logica di contrillo. 25 4 Batterie a flusso 26 5 Batteria Litio Ferro fosfato (LFP) 32 6 Celle a combustibile. 37 6.1 PEMFC. 39 6.2 Dispositivi di conversione interna: Buck e Boost 41 7 Configurazione PEM-DAB-BUS 46 7.2 Analisi Soglie di tensione Bus 47 7.3 Configurazione Bus "snapshot" 49 7.4 Configurazione Bus -PV 50 7.5 Strategia di controllo master-slave per PEM/Elettrolizzatore 50 8 Definizione e modellazione tramite Simplorer del controllo della nanogrid (nanogrid management system - NMS) 53 8.1 Architettura di controllo 53 8.2 System Control Layer 56 8.3 Application Control Layer 60 8.4 Implementazione delle logiche di controllo: NODO MS 62 8.5 Source and Hardware Control Layers 66 8.5.1 Node Load Control Strategy 67 8.5.2 Node Grid Control Strategy 68	3.1Modello Singola cella	15
3.2.1 Modello in Supercap-DAB-Bus. 20 3.2.2 Logica di contrilo. 25 4 Batterie a flusso 26 5 Batteria Litio Ferro fosfato (LFP) 32 6 Celle a combustibile 37 6.1 PEMFC 39 6.2 Dispositivi di conversione interna: Buck e Boost 41 7 Configurazione PEM-DAB-BUS. 46 7.2 Analisi Soglie di tensione Bus 47 7.3 Configurazione Bus "snapshot" 49 7.4 Configurazione Bus -PV 50 7.5 Strategia di controllo master-slave per PEM/Elettrolizzatore 50 8 Definizione e modellazione tramite Simplorer del controllo della nanogrid (nanogrid management system - NMS) 53 8.1 Architettura di controllo 53 8.2 System Control Layer 56 8.3 Application Control Layer 60 8.4 Implementazione delle logiche di controllo: NODO MS 62 8.5 Source and Hardware Control Layers 66 8.5.1 Node Load Control Strategy 67 8.5.2 Node Grid Control Strategy 68	3.2 Modello sistema di accumulo	
3.2.2 Logica di contrilio. 25 4 Batterie a flusso 26 5 Batteria Litio Ferro fosfato (LFP) 32 6 Celle a combustibile. 37 6.1 PEMFC 39 6.2 Dispositivi di conversione interna: Buck e Boost 41 7 Configurazione PEM-DAB-BUS 46 7.2 Analisi Soglie di tensione Bus 47 7.3 Configurazione Bus "snapshot" 49 7.4 Configurazione Bus -PV 50 7.5 Strategia di controllo master-slave per PEM/Elettrolizzatore 50 8 Definizione e modellazione tramite Simplorer del controllo della nanogrid (nanogrid management system - NMS) 53 8.1 Architettura di controllo 53 8.2 System Control Layer 56 8.3 Application Control Layer 60 8.4 Implementazione delle logiche di controllo: NODO MS 62 8.5 Source and Hardware Control Layers 66 8.5.1 Node Load Control Strategy 67 8.5.2 Node Grid Control Strategy 68 9.5.2 Node Grid Control Strategy 68	3.2.1 Modello in Supercap-DAB-Bus	20
4 Batterie a flusso 26 5 Batteria Litio Ferro fosfato (LFP) 32 6 Celle a combustibile 37 6.1 PEMFC 39 6.2 Dispositivi di conversione interna: Buck e Boost 41 7 Configurazione PEM-DAB-BUS 46 7.2 Analisi Soglie di tensione Bus 47 7.3 Configurazione Bus "snapshot" 49 7.4 Configurazione Bus -PV 50 7.5 Strategia di controllo master-slave per PEM/Elettrolizzatore 50 8 Definizione e modellazione tramite Simplorer del controllo della nanogrid (nanogrid management system - NMS) 53 8.1 Architettura di controllo 53 8.2 System Control Layer 56 8.3 Application Control Layer 56 8.4 Implementazione delle logiche di controllo: NODO MS 62 8.5 Source and Hardware Control Layers 66 8.5.1 Node Load Control Strategy 67 8.5.2 Node Grid Control Strategy 68 9.5.2 Node Grid Control Strategy 68	3.2.2 Logica di contrllo	25
5 Batteria Litio Ferro fosfato (LFP) 32 6 Celle a combustibile 37 6.1 PEMFC 39 6.2 Dispositivi di conversione interna: Buck e Boost 41 7 Configurazione PEM-DAB-BUS 46 7.2 Analisi Soglie di tensione Bus 47 7.3 Configurazione Bus "snapshot" 49 7.4 Configurazione Bus "snapshot" 49 7.5 Strategia di controllo master-slave per PEM/Elettrolizzatore 50 8 Definizione e modellazione tramite Simplorer del controllo della nanogrid (nanogrid management system - NMS) 53 8.1 Architettura di controllo 53 8.2 System Control Layer 56 8.3 Application Control Layer 60 8.4 Implementazione delle logiche di controllo: NODO MS 62 8.5 Source and Hardware Control Layers 66 8.5.1 Node Load Control Strategy 67 8.5.2 Node Grid Control Strategy 67	4 Batterie a flusso	
6 Celle a combustibile 37 6.1 PEMFC 39 6.2 Dispositivi di conversione interna: Buck e Boost 41 7 Configurazione PEM-DAB-BUS 46 7.2 Analisi Soglie di tensione Bus 47 7.3 Configurazione Bus "snapshot" 49 7.4 Configurazione Bus "snapshot" 49 7.4 Configurazione Bus -PV. 50 7.5 Strategia di controllo master-slave per PEM/Elettrolizzatore 50 8 Definizione e modellazione tramite Simplorer del controllo della nanogrid (nanogrid management system - NMS) 53 8.1 Architettura di controllo 53 8.2 System Control Layer 56 8.3 Application Control Layer 60 8.4 Implementazione delle logiche di controllo: NODO MS 62 8.5 Source and Hardware Control Layers 66 8.5.1 Node Load Control Strategy 68 8.5.2 Node Grid Control Strategy 68	5 Batteria Litio Ferro fosfato (LFP)	
6.1 PEMFC 39 6.2 Dispositivi di conversione interna: Buck e Boost 41 7 Configurazione PEM-DAB-BUS 46 7.2 Analisi Soglie di tensione Bus 47 7.3 Configurazione Bus "snapshot" 49 7.4 Configurazione Bus -PV 50 7.5 Strategia di controllo master-slave per PEM/Elettrolizzatore 50 8 Definizione e modellazione tramite Simplorer del controllo della nanogrid (nanogrid management system - NMS) 53 8.1 Architettura di controllo 53 8.2 System Control Layer 56 8.3 Application Control Layer 60 8.4 Implementazione delle logiche di controllo: NODO MS 62 8.5 Source and Hardware Control Layers 66 8.5.1 Node Load Control Strategy 67 8.5.2 Node Grid Control Strategy 68	6 Celle a combustibile	
6.2 Dispositivi di conversione interna: Buck e Boost 41 7 Configurazione PEM-DAB-BUS 46 7.2 Analisi Soglie di tensione Bus 47 7.3 Configurazione Bus "snapshot" 49 7.4 Configurazione Bus -PV 50 7.5 Strategia di controllo master-slave per PEM/Elettrolizzatore 50 8 Definizione e modellazione tramite Simplorer del controllo della nanogrid (nanogrid management system - NMS) 53 8.1 Architettura di controllo 53 8.2 System Control Layer 56 8.3 Application Control Layer 60 8.4 Implementazione delle logiche di controllo: NODO MS 62 8.5 Source and Hardware Control Layers 66 8.5.1 Node Load Control Strategy 67 8.5.2 Node Grid Control Strategy 68	6.1 PEMFC	
7 Configurazione PEM-DAB-BUS 46 7.2 Analisi Soglie di tensione Bus 47 7.3 Configurazione Bus "snapshot" 49 7.4 Configurazione Bus -PV 50 7.5 Strategia di controllo master-slave per PEM/Elettrolizzatore 50 8 Definizione e modellazione tramite Simplorer del controllo della nanogrid (nanogrid management system - NMS) 53 8.1 Architettura di controllo 53 8.2 System Control Layer 56 8.3 Application Control Layer 60 8.4 Implementazione delle logiche di controllo: NODO MS 62 8.5 Source and Hardware Control Layers 66 8.5.1 Node Load Control Strategy 67 8.5.2 Node Grid Control Strategy 68 8.5 2 Node Grid Control Strategy 68	6.2 Dispositivi di conversione interna: Buck e Boost	
7.2 Analisi Soglie di tensione Bus 47 7.3 Configurazione Bus "snapshot" 49 7.4 Configurazione Bus -PV 50 7.5 Strategia di controllo master-slave per PEM/Elettrolizzatore 50 8 Definizione e modellazione tramite Simplorer del controllo della nanogrid (nanogrid management system - NMS) 53 8.1 Architettura di controllo 53 8.2 System Control Layer 56 8.3 Application Control Layer 60 8.4 Implementazione delle logiche di controllo: NODO MS 62 8.5 Source and Hardware Control Layers 66 8.5.1 Node Load Control Strategy 67 8.5.2 Node Grid Control Strategy 68	7 Configurazione PEM-DAB-BUS	
7.3 Configurazione Bus "snapshot" 49 7.4 Configurazione Bus -PV 50 7.5 Strategia di controllo master-slave per PEM/Elettrolizzatore 50 8 Definizione e modellazione tramite Simplorer del controllo della nanogrid (nanogrid management system - NMS) 53 8.1 Architettura di controllo 53 8.2 System Control Layer 56 8.3 Application Control Layer 60 8.4 Implementazione delle logiche di controllo: NODO MS 62 8.5 Source and Hardware Control Layers 66 8.5.1 Node Load Control Strategy 67 8.5.2 Node Grid Control Strategy 68 9.5 3 Nada Energy Statem Control Strategy 60	7.2 Analisi Soglie di tensione Bus	47
7.4 Configurazione Bus -PV. 50 7.5 Strategia di controllo master-slave per PEM/Elettrolizzatore 50 8 Definizione e modellazione tramite Simplorer del controllo della nanogrid (nanogrid management system - NMS) 53 8.1 Architettura di controllo 53 8.2 System Control Layer 56 8.3 Application Control Layer 60 8.4 Implementazione delle logiche di controllo: NODO MS 62 8.5 Source and Hardware Control Layers 66 8.5.1 Node Load Control Strategy 67 8.5.2 Node Grid Control Strategy 68 9.5 2 Node Grid Control Strategy 60	7.3 Configurazione Bus "snapshot"	
7.5 Strategia di controllo master-slave per PEM/Elettrolizzatore 50 8 Definizione e modellazione tramite Simplorer del controllo della nanogrid (nanogrid management system - NMS) 53 8.1 Architettura di controllo 53 8.2 System Control Layer 56 8.3 Application Control Layer 60 8.4 Implementazione delle logiche di controllo: NODO MS 62 8.5 Source and Hardware Control Layers 66 8.5.1 Node Load Control Strategy 67 8.5.2 Node Grid Control Strategy 68 8 5.2 Node Grid Control Strategy 60	7.4 Configurazione Bus -PV	50
8 Definizione e modellazione tramite Simplorer del controllo della nanogrid (nanogrid management system - NMS) 53 8.1 Architettura di controllo 53 8.2 System Control Layer 56 8.3 Application Control Layer 60 8.4 Implementazione delle logiche di controllo: NODO MS 62 8.5 Source and Hardware Control Layers 66 8.5.1 Node Load Control Strategy 67 8.5.2 Node Grid Control Strategy 68 8 5 2 Node Grid Control Strategy 68	7.5 Strategia di controllo master-slave per PEM/Elettrolizzatore	50
8.1 Architettura di controllo 53 8.2 System Control Layer 56 8.3 Application Control Layer 60 8.4 Implementazione delle logiche di controllo: NODO MS 62 8.5 Source and Hardware Control Layers 66 8.5.1 Node Load Control Strategy 67 8.5.2 Node Grid Control Strategy 68 9.5.2 Node Grid Control Strategy 68	8 Definizione e modellazione tramite Simplorer del controllo della nanogrid (nanogrid m NMS)	nanagement system - 53
8.2 System Control Layer 56 8.3 Application Control Layer 60 8.4 Implementazione delle logiche di controllo: NODO MS 62 8.5 Source and Hardware Control Layers 66 8.5.1 Node Load Control Strategy 67 8.5.2 Node Grid Control Strategy 68 9.5.2 Node Grid Control Strategy 68	8.1 Architettura di controllo	
 8.3 Application Control Layer	8.2 System Control Layer	
 8.4 Implementazione delle logiche di controllo: NODO MS	8.3 Application Control Layer	60
 8.5 Source and Hardware Control Layers	8.4 Implementazione delle logiche di controllo: NODO MS	
8.5.1 Node Load Control Strategy	8.5 Source and Hardware Control Layers	
8.5.2 Node Grid Control Strategy	8.5.1 Node Load Control Strategy	67
9 E 2 Nodo Energy Storage System Control Strategy 60	8.5.2 Node Grid Control Strategy	
8.5.5 Node Energy Storage System Control Strategy	8.5.3 Node Energy Storage System Control Strategy	69



9 Im	plementa	azione dei modelli in ambiente Ansys Simplorer	71
9.1	Modello	configurazione NG1	72
9.2	2 Modello	o configurazione NG2	75
9.3	8 Modello	o configurazione NG3	78
9.4	I Modello	o configurazione NG4	82
9.5	5 Modello	o configurazione NG5	85
9.6	6 Modello	o configurazione NG6	88
9.7	7 Modello	o configurazione NG7	91
10	Analisi de	ei risultati numerici	94
11	TEST LAB	3ORATORIO	95
Cai	ratterizza	zione Supercap 100V	95
Tes	st sperime	entali nanogrid	97
	11.1.1	Test NG1	. 100
	11.1.2	Test NG2	. 114
12	BIBLIOGE	RAFIA	. 129



Abbreviazioni ed acronimi

Abbreviazione/Acronimo	Testo Esteso
BMS	Battery Management System,
NMS	Nanogrid Management System
BCS	Battery Control System
DG	Generazione distruibuita
DC	Duty Cycle
ng	Nanogrid
PWM	Pulse Width Modulation
DAB	Dual Active Bridge
SOC	State of Charge



EXECUTIVE SUMMARY

Il presente documento, deliverable del progetto ComESto, sintetizza i risultati delle attività condotte nell'ambito dell'attività 4.6 ("Sviluppo della strategia di controllo della nanogrid") dell'Obiettivo Realizzativo 4 (OR4).

L'obiettivo della attività A4.6 è ricavare, dalla analisi dinamica del sistema, una prima indicazione delle necessità di controllo della nanogrid, a partire dai singoli elementi tecnologici lato produzione e accumulo (BMS, BCS) per finire agli elementi di controllo della nanogrid (nanogrid management system - NMS).

In particolare, l'attività prevedeva:

Definizione e modellazione in ambiente Simplorer del controllo della nanogrid (nanogrid management system - NMS);

• Definizione e modellazione tramite Simplorer del controllo dei singoli elementi tecnologici lato produzione e accumulo (BMS – battery management system, BCS – battery control system)

Pertanto, l'attività ha visto l'implementazione dei modelli dei sistemi di accumulo convenzionali e non e quindi delle configurazioni di nanogrid individuate in D4.1, la definizione del NMS e dei BMS e quindi l'implementazione della macchina a stati per l'NMS e i BMS e BCS.

1 INTRODUZIONE

L'integrazione della generazione distribuita (DG) con l'elettronica di potenza, i sistemi di accumulo distribuito e i carichi locali nelle nanogrid o più in generale nelle interconnessioni di più nanogrid e quindi microgird è generalmente vista come un modo per facilitare l'adozione e la diffusione da parte delle DG [1][2][3][4][5]. Le strategie di controllo e gestione delle DG sono progettate sulla base delle condizioni operative e degli obiettivi della nanogrid. In configurazione grid-connected, le nanogrid possono operare in tre diverse condizioni, vale a dire la modalità di prelievo da rete, la modalità di immissione in rete e la modalità di supporto alla rete [2][3]. In grid-connected le grandezze tensione e la frequenza sono imposte dalla rete principale. Nella modalità di immissione in rete, l'obiettivo principale è l'immissione di potenza attiva e reattiva costante nella rete principale [2][6]. Nella modalità a supporto della rete, l'obiettivo è quello di offrire servizi ancillari alla rete principale. In particolare, uno dei servizi ausiliari più importanti forniti dalle nanogrid è la regolazione del profilo di tensione nella linea di distribuzione in bassa tensione [6]. In configurazione stand-alone l'ampiezza della tensione e la frequenza dei DG sono autodeterminate dalla nanogrid. Pertanto, la nanogrid, in questa modalità, funge da sorgente di tensione per controllare la tensione e la frequenza [6], raggiunge la stabilità e condivide la produzione di potenza attiva e reattiva con altre nanogrid (formando le cosiddette microgrid) per alimentare la richiesta di carico locale. Un vantaggio tecnico-economico molto importante del concetto di microgrid rispetto a una rete passiva con DG è la maggiore affidabilità dovuta alla sua capacità di fornire alimentazione ininterrotta quando la rete principale viene persa. Per questo motivo, una nanogrid dovrebbe essere in grado di operare sia in modalità grid-connected che in modalità isola e di transitare senza soluzione di continuità tra i due.



Il sistema nanoGrid (nG) definita nell'ambito del progetto ComESto e progettata nel deliverable D4.1, è concepita come un'architettura modulare, in cui il modulo di base, permette l'estensione "locale" attraverso la connessione al bus DC, di altri sistemi (es. micro-sorgenti, storage, veicoli elettrici, ecc..) attraverso l'utilizzo di opportuni convertitori di interfaccia che ne governano sia il corretto funzionamento che lo scambio dei flussi energetici con il modulo di base.

In questo contesto l'architettura di controllo riveste un ruolo fondamentale nel garantire un corretto e sicuro utilizzo del sistema nG sia in termini di sicurezza elettrica che di efficacia ed efficienza nel raggiungere gli obiettivi preposti in un contesto di utilizzo e gestione dell'energia. Le problematiche da affrontare sono molteplici e riguardano diversi aspetti della "Teoria del Controllo". Tuttavia, si possono sostanzialmente considerare due principali layer: controllo locale/interno e di Supervisione. Con layer di controllo locale/interno si considerano schemi di controllo che affrontano problematiche di controllo che riguardano il singolo componente di interfaccia (es. Power Electronic Interface, Micro Sorgenti, Storage, ecc..) mentre con layer di Supervisione si fa riferimento a schemi di controllo per la gestione dei flussi energetici e riguardano problematiche nel funzionamento complessivo e quindi l'interazione dei vari componenti in un contesto di sistema complesso. In particolare, come dettagliatamente esposto in D 4.1, la gestione dei flussi energetici di questi dispositivi di estensione, ed in generale l'interazione di un sistema esterno con la nG viene orchestrata da una specifica logica di controllo e gestione di tipo decentralizzata e che quindi non richiede uno specifico canale di comunicazione.

2. MODELLAZIONE DELLA NANOGRID

In Figura 1 viene mostrata la generica struttura di una de nanogrid (de nG). Una de nG integra, mediante l'interconnessione ad un bus de comune, diverse sorgenti e carichi [5][7] e può essere generalizzata come la connessione di più generici nodi.



Figura 1 Struttura a nodi della DC nanogrid



Una possibile configurazione della dc nG, dove sono presenti il nodo relativo alla rete elettrica (nodo Grid), il nodo relativo generatore fotovoltaico (nodo PV), il nodo relativo all'energy storage system (nodo ESS) ed il nodo dei carichi alimentati con continuità (nodo Loads) è rappresentata in Figura 2.



Figura 2 dc nanoGrid configuration

Ogni nodo è costituito da una sorgente collegata alla DC nanogrid mediante un Power Electronic Converter (PEC) opportunamente controllato.

La composizione del modulo principale della nG prevede l'interfaccia di connessione a servizio di una microsorgente (MS) di energia rinnovabile (PV o mini eolico), l'interfaccia di connessione alla rete elettrica Nazionale (PEI) ed il sistema di supervisione e controllo nMS (nG Management System). In particolare, un convertitore di tipo AC/DC svolge le funzionalità di PEI e quello di tipo DC/DC è utilizzato per la gestione diretta delle MS. Inoltre, in configurazione Grid-Connected il PEI ha il compito di consentire lo scambio dei flussi energetici, in modo bidirezionale, tra la nG e la rete e di assicurare il rispetto delle prescrizioni normative. I due convertitori sono collegati tramite il bus DC comune e sono governati dal sistema di controllo e supervisione che ne gestisce il corretto funzionamento.

2 CONVERTITORE DC/DC E DC/AC

I convertitori DC/DC e DC/AC utilizzati nella realizzazione della dc nG sono stati modellati utilizzando l'approccio state space. L'analisi dei modelli dei convertitori è basata sulla rappresentazione matriciale indicata in (1):



$$\begin{aligned} |\dot{x}| &= ||A|| * |x| + ||B|| * u \\ |y| &= ||C|| * |x| + ||D|| * u \end{aligned} \tag{1}$$

dove: $x \in \dot{x}$ rappresentano, rispettivamente, la variabile di stato e la sua derivata, u l'ingresso, y l'uscita, mentre A, B, C e D rappresentano le matrici di sistema.

2.1 Convertitore DC/DC half-bridge

In Figura 3 è riportato lo schema circuitale del convertitore DC/DC half-bridge bidirezionale, il quale viene utilizzato sia per regolare la tensione del dc bus (V_{bus}) e sia per regolare la tensione ai morsetti dei nodi (V_{node}). Il convertitore DC/DC regola la tensione del dc bus quando, ad esempio, il nodo ESS non regola la carica e la scarica dell'accumulo oppure quando il nodo PV non opera sul punto di massima potenza (MPPT disable). Mentre, il DC/DC regola la tensione del nodo quando, ad esempio, il nodo ESS regola la carica o la scarica dell'accumulo.



Figura 3 Schematic half-bridge DC/DC converter

Il convertitore DC/DC half-bridge ha due stati di funzionamento: il primo stato, definito stato di ON, si ha quando lo switch superiore (S1) è chiuso mentre lo switch inferiore (S2) è aperto; il secondo stato, definito stato di OFF, si ha quando lo switch inferiore (S2) è chiuso e lo switch superiore (S1) è aperto.

2.1.1 Buck-converter

Quando il convertitore DC/DC regola la tensione del nodo (V_{node}), che coincide con la tensione ai capi della capacità C (V_c), opera da buck-converter. In tale configurazione le variabili di stato sono riportate in (2):

$$|x| = \begin{vmatrix} x_1 \\ x_2 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} i_L \\ V_{node} \end{vmatrix}$$
(2)

L'espressione delle variabili di stato relative allo stato di ON sono indicate in (3):

$$x_1 = i_L = C * \frac{dV_{node}}{dt} + i_{node} = C * \frac{dV_{node}}{dt} + \frac{V_{node}}{R}$$
(3)



$$x_2 = V_{node} = u - L * \frac{di_L}{dt} = V_{bus} - L * \frac{di_L}{dt}$$

da cui le derivate sono riportate in (4):

$$\begin{aligned} |\dot{x}| &= \begin{vmatrix} \dot{x_1} \\ \dot{x_2} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \dot{u_L} \\ V_{node} \end{vmatrix} \\ \dot{x_1} &= \dot{u_L} = -\frac{1}{L} * x_2 + \frac{1}{L} * V_{bus} \\ \dot{x_2} &= V_{node} = \frac{1}{C} * x_1 - \frac{1}{R * C} * x_2 \end{aligned}$$
(4)

Tali derivate, espresse in forma matriciale sono riportate in (5):

$$\begin{vmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{C} & -\frac{1}{R*C} \end{vmatrix} * \begin{vmatrix} x_1 \\ x_2 \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} 0 \\ 0 \end{vmatrix} * V_{bus}$$
(5)

Infine è utile osservare come le espressioni delle variabili di stato del convertitore buck durante lo stato di OFF coincidono con quello dello stato ON in quanto la corrente I_L che circolava durante lo stato di ON continua a circolare nello stato OFF grazie alla presenza diodo D2. Pertanto, in (6) si riportano le matrici di stato:

$$\|A\| = \left\| \begin{vmatrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{C} & -\frac{1}{R*C} \end{vmatrix} \right\| * DC + \left\| \begin{vmatrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{L} & -\frac{1}{R*C} \end{vmatrix} \right\| * (1 - DC) = \left\| \begin{vmatrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{L} & -\frac{1}{R*C} \end{vmatrix} \right\|$$

$$\|B\| = \left\| \frac{1}{L} \\ 0 \end{vmatrix} \| * DC + \left\| \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \end{pmatrix} \| * (1 - DC) = \left\| \frac{DC}{L} \\ 0 \\ 0 \\ \end{bmatrix}$$
(6)

Determinate quindi le matrici di stato, in (7) si riporta il modello del buck-converter:

$$\begin{vmatrix} \dot{x_1} \\ \dot{x_2} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{L} & -\frac{1}{R*C} \end{vmatrix} * \begin{vmatrix} x_1 \\ x_2 \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} \frac{DC}{L} \\ 0 \end{vmatrix} * V_{bus}$$

$$\begin{vmatrix} y_1 \\ y_2 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{vmatrix} * \begin{vmatrix} x_1 \\ x_2 \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} 0 \\ 0 \end{vmatrix} * V_{bus} = \begin{vmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{vmatrix} * \begin{vmatrix} \dot{t_L} \\ V_{node} \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} 0 \\ 0 \end{vmatrix} * V_{bus}$$
(7)

2.1.2 Boost converter

Il convertitore DC/DC quando regola la tensione del dc bus (V_{bus}) opera da boost-converter. In tale configurazione le variabili di stato sono riportate in (8):



$$|x| = \begin{vmatrix} x_1 \\ x_2 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} i_L \\ V_{bus} \end{vmatrix}$$
(8)

L'espressione delle variabili di stato relative allo stato di ON sono indicate in (9):

$$u = V_{node} = v_L = L * \frac{di_L}{dt}$$

$$i_{Cbus} + i_{bus} = C * \frac{dV_{bus}}{dt} + \frac{V_{bus}}{R} = 0$$
(9)

da cui si possono ottenere le derivate (10):

$$\begin{aligned} |\dot{x}| &= \begin{vmatrix} \dot{x_1} \\ \dot{x_2} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \dot{\iota_L} \\ V_{bus} \end{vmatrix} \\ \dot{x_1} &= \dot{\iota_L} = \frac{1}{L} * V_{node} \\ \dot{x_2} &= V_{bus} = -\frac{1}{R * C} * x_2 \end{aligned}$$
(10)

Tali derivate, espresse in forma matriciale sono riportate in (11):

$$\begin{vmatrix} \dot{x_1} \\ \dot{x_2} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{R * C} \end{vmatrix} * \begin{vmatrix} x_1 \\ x_2 \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{vmatrix} * V_{node}$$
(11)

L'espressione delle variabili di stato relative allo stato di OFF sono analoghe a quelle indicate in (6), pertanto la matrice di stato è riportata in (12):

$$\|A\| = \left\| \begin{matrix} 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{R*C} \end{matrix} \right\| * DC + \left\| \begin{matrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{C} & -\frac{1}{R*C} \end{matrix} \right\| * (1 - DC) = \left\| \begin{matrix} 0 & -\frac{1 - DC}{L} \\ \frac{1 - DC}{C} & -\frac{1}{R*C} \end{matrix} \right\|$$

$$\|B\| = \left\| \begin{matrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{matrix} \right\| * DC + \left\| \frac{1}{L} \\ 0 \end{matrix} \right\| * (1 - DC) = \left\| \frac{1}{L} \\ 0 \end{matrix} \right\|$$
(12)

Determinate quindi le matrici di stato, in (13) si riporta il modello del boost-converter:

$$\begin{vmatrix} \dot{x_1} \\ \dot{x_2} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 & -\frac{1-DC}{L} \\ \frac{1-DC}{C} & -\frac{1}{R*C} \end{vmatrix} * \begin{vmatrix} x_1 \\ x_2 \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{vmatrix} * V_{node}$$
(13)

$$\begin{vmatrix} y_1 \\ y_2 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{vmatrix} * \begin{vmatrix} x_1 \\ x_2 \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} 0 \\ 0 \end{vmatrix} * V_{node} = \begin{vmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{vmatrix} * \begin{vmatrix} i_L \\ V_{bus} \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} 0 \\ 0 \end{vmatrix} * V_{node}$$



2.2 Convertitore DC/AC full-bridge

In Figura 5è riportato lo schema circuitale del convertitore DC/DC full-bridge il quale viene utilizzato per connettere diversi nodi alla dc nG, come ad esempio il node Loads e il node Grid.



Figura 4 Schematic full-bridge DC/DC converter

2.3 Convertitore DC/AC full-bridge node Loads

 $\begin{vmatrix} y_1 \\ y_2 \end{vmatrix}$

Il convertitore DC/AC full-bridge che integra nella dc nG il nodo Loads e quindi alimenta i carichi critici è illustrato in Figura 5.



Figura 5 Schematic full-bridge DC/AC Converter node Loads

Il modello di tale convertitore DC/AC full bridge per il node Loads è riportato in (14):

$$\begin{vmatrix} \dot{x_1} \\ \dot{x_2} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{C} & -\frac{1}{R*C} \end{vmatrix} * \begin{vmatrix} x_1 \\ x_2 \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} \frac{DC}{L} \\ 0 \end{vmatrix} * V_{bus}$$

$$| = \begin{vmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{vmatrix} * \begin{vmatrix} x_1 \\ x_2 \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} 0 \\ 0 \end{vmatrix} * V_{bus} = \begin{vmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{vmatrix} * \begin{vmatrix} \dot{x_L} \\ V_{node} \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} 0 \\ 0 \end{vmatrix} * V_{bus}$$
(14)

Tale modello è analogo al modello riportato in (7) dove però l'espressione del DC assume un andamento sinusoidale.



2.4 Convertitore DC/AC full-bridge node Grid

In Figura 6è riportato il convertitore DC/AC full-bridge che interconnette la dc nG alla rete elettrica e ne regola il flusso di potenza scambiato con la rete stessa.



Figura 6 Schematic full-bridge DC/AC Converter node Grid

Il modello del convertitore DC/AC si basa sulla rappresentazione matriciale riportata in (15):

$$\begin{aligned} |\dot{x}| &= \|A\| * |x| + \|B_1\| * u_1 + \|B_2\| * u_2 \\ |y| &= \|C\| * |x| \end{aligned} \tag{15}$$

dove: $x \in \dot{x}$ rappresentano, rispettivamente, la variabile di stato e la sua derivata, $u_1 \in u_2$ gli ingressi, y l'uscita, mentre A, B e C rappresentano le matrici di sistema.

Applicando le LKV e LKC si determinano le seguenti equazioni (16):

$$v_{L1} = v_{inv} - v_C = L1 * \frac{di_{L1}}{dt}$$

$$v_{L2} = v_C - v_{grid} = L2 * \frac{di_{L2}}{dt}$$

$$i_C = i_{L1} - i_{L2} = i_{L1} - i_{grid} = C * \frac{dv_C}{dt}$$
(16)

dove la tensione ai morsetti di uscita del convertitore (V_{inv}) è indicata in (17):

$$v_{inv} = DC * V_{bus} \tag{17}$$

In (18) si riportano le matrici di stato:



$$\|A\| = \begin{vmatrix} 0 & -\frac{1}{L1} & 0 \\ \frac{1}{C} & 0 & -\frac{1}{C} \\ 0 & \frac{1}{L2} & 0 \end{vmatrix}$$

 $||B_{1}|| = \left| \begin{vmatrix} \frac{1}{L_{1}} \\ 0 \\ 0 \end{vmatrix} * DC$ $||B_{2}|| = \left| \begin{vmatrix} 0 \\ 0 \\ -\frac{1}{L_{2}} \end{vmatrix}$ $||C|| = ||0 \quad 0 \quad 1||$ (18)

Le variabili di stato sono riportate in (19):

$$|x| = \begin{vmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} i_{L1} \\ V_{bus} \\ i_{grid} \end{vmatrix}$$
(19)

Il modello di tale convertitore DC/AC full bridge per il node Grid è riportato in (20)

$$\begin{vmatrix} \dot{x_1} \\ \dot{x_2} \\ \dot{x_3} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 & -\frac{1}{L1} & 0 \\ \frac{1}{C} & 0 & -\frac{1}{C} \\ 0 & \frac{1}{L2} & 0 \end{vmatrix} * \begin{vmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} \frac{DC}{L1} \\ 0 \\ 0 \end{vmatrix} * V_{bus} + \begin{vmatrix} 0 \\ 0 \\ -\frac{1}{L2} \end{vmatrix} * v_{grid}$$

$$|y| = ||0 \quad 0 \quad 1|| * \begin{vmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{vmatrix}$$
(20)

3 SUPER CONDENSATORI

I supercondensatori o ultracapacitor sono stati scoperti nel 1957 [8] 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) [9] mentre per gli elettroliti gel è stato studiato il comportamento di alcoli polivinilici alcalini e ioduri di potassio (PVA-KOH-KOH-KI) [10]. 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 [11] oppure integrazioni in reti di energie Pag. 14 di 132



rinnovabili [12] o in particolare con impianti fotovoltaici [13]. 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 [14]. I modelli studiati per i supercapacitori si dividono in modelli elettrochimici molto accurati [15], modelli matematici tridimensionali [16] e modelli elettrici. Questi ultimi si basano su circuiti elettrici equivalenti costituiti da una serie di diramazioni in serie e parallelo di RC [17]. Il valore delle resistenze da inserire nel circuito equivalente dipende 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 [18] o con valori variabili e circuiti equivalenti non lineari [19]. Inoltre altri studi hanno studiato il comportamento con diversi profili di corrente, allo scopo di individuare parametri rappresentativi [20].

3.1 Modello Singola cella

Allo scopo di analizzare il diverso comportamento in funzione di diversi profili di corrente sono stati implementati in Ansys Simplorer due diversi modelli elettrici:

- 1. modello classico;
- 2. modello di Zubieta;

Si presenta in Figura 7 il modello classico a parametri costanti.



Figura 7 Modello classico a parametri costanti



In Figura 8 si presenta invece, il modello proposto da Zubieta[21], con tre diramazioni in parallelo, in particolare nella prima diramazione si può notare la componente per la capacità C che è uguale alla somma di un valore costante (C_0) e di un termine variabile proporzionale al voltaggio (K_vV). Questa componente risulta la maggiore responsabile dell'accumulo, mentre le altre componenti della capacità presenti nelle altre diramazioni (C_2, C_3) rappresentano i fenomeni di ridistribuzione della tensione all'interno dell'apparecchio in funzione del medio e lungo termine [21].



Figura 8 modello di Zubieta

Si è valutato il comportamento dei due modelli utilizzando due profili di corrente distinti $(i_1) e (i_2)$ presentati in Figura 9.





Figura 9 Profili di corrente one step (i_1) e step successivi (i_2)

Nel primo si ha un'intensità di corrente pari a 38 A per 200 s, mentre nel secondo profilo si hanno 10 step di 20 s di intensità di corrente pari a 38 A. In Figura 10 si presenta la risposta in tensione dei due modelli (in rosso il modello classico e in viola il modello Zubieta). Sulla sinistra si ha la risposta in tensione relativa al profilo di corrente (i_1) mentre sulla destra quello relativo al profilo (i_2) .



Figura 10 Risposta in tensione dei due modelli di supercondensatore



Osservando i risultati ottenuti con i due modelli è possibile notare che solo il modello di Zubieta è in grado di simulare il comportamento di autoscarica del supercondensatore. Nel modello classico dopo la fase di carica la tensione si mantiene costante ciò non rappresenta in modo accurato il comportamento dei supercondensatori. Si presentano in Tabella 1 i valori utilizzati per le diverse componenti di resistenza e capacità incluse nei due modelli [22]:

Parametri	Zubieta Model		Classical model
I	Profilo i_1	Profilo i_2	
$R_0(m\Omega)$	1.1080	0.8653	0.29
$C_0(F)$	2290.3	2172.6	3000
$k_c(F/V)$	244.44	240.56	-
$R_1(\Omega)$	16.91	19.92	-
$C_1(F)$	471.15	368.17	-
$R_2(\Omega)$	0.6729	0.3773	-
$C_2(F)$	292.01	176.32	_
$EPR(k\Omega)$	171210	11023	10

Tabella 1 Valori parametri componenti dei due modelli [22]

All'interno delle componenti delle capacità è possibile inserire un valore iniziale per la tensione della cella. È stato considerato un valore di massima carica pari a 2.7 V e una soglia di minima scarica pari a 1.6 V

3.2 Modello sistema di accumulo

Si è costruito quindi uno *stack* composto da 23 celle del modello Zubieta in serie e successivamente si è creato un *cluste*r composto da 8 stack in parallelo come rappresentato in Figura 11. Questa configurazione rappresenta l'intero sistema di accumulo basato su supercapacitori.



Figura 11 Composizione cluster con celle Zubieta



Si è quindi verificato il comportamento del cluster così in creato in fase di scarica. Considerando tutte le celle dello stack cariche a 2.7 V, il cluster risulta completamente carico con una tensione equivalente di circa 62 V. Allo scopo di ottenere 3 kW di potenza erogata, si è impostato un controllo PI (Proportional Integral) per regolare l'intensità di corrente generata. In Figura 12 si può vedere come la potenza erogata risulta circa 3 kW per quasi 500 secondi, in seguito la potenza erogata diminuisce.



Figura 12 potenza erogata in fase di scarica

In Figura 13 è possibile vedere l'andamento crescente della corrente rispetto a quello decrescente della tensione.



Figura 13 Andamento corrente (viola) e tensione(rosso) in fase di scarica

3.2.1 Modello in Supercap-DAB-Bus

Una volta verificato il comportamento del modello del sistema di accumulo, si è creato un modello collegando il supercap al bus a 400 V attraverso un convertitore bidirezionale Dual Active Bridge (DAB). Si presenta il modello utilizzato per il DAB [23] in Figura 14:

Figura 14 Modello in Simplorer per il DAB

Il convertitore DAB è essenzialmente formato da due convertitori ponti ad H (H-bridge) (formati da 4 interruttori con un funzionamento sincronizzato a coppia) collegati ad un trasformatore ad alta frequenza (20 kHz) composto da un rapporto 5 giri. Nella realtà si utilizzano interruttori semiconduttori isolati (IGBTs) per le applicazioni ad alta potenza o semiconduttori metallici (MOSFET)[24] [25].

Questo convertitore ha la particolare caratteristica di essere bidirezionale, abbassando la corrente proveniente dal bus verso un dispositivo a bassa tensione o alzandola nel caso di verso opposto. Gli interruttori presenti sull'Hbridge funzionano in maniera alternata a due a due (switching mode), in modo che la corrente continua proveniente dal bus o dallo storage, si trova a passare in maniera alternata attraverso gli interruttori presenti sulle diagonali, come si può vedere in Figura 14. In questo modo la corrente risulta alternata, passa attraverso il trasformatore e viene moltiplicata o divisa per il numero di giri, a seconda del verso, aumentando o diminuendo di conseguenza. [26]. L'andamento dello *switching* può essere controllato e modulato attraverso il blocco PWM (Pulse Width Modulation, ovvero modulazione a variazione della larghezza d'impulso) in cui è possibile impostare in particolare il Duty Cycle (DC) e la *fase* [27]. Il *DC* descrive la proporzione tra il tempo di accensione e l'intervallo regolare (il periodo che determina la frequenza del trasformatore), è un parametro che può variare da 0 a 1 (ciclo di lavoro espresso in percentuale) mentre la *fase* varia da 0 a 180. Questa tecnica di modulazione è nota come modulazione *phase-shifted*. Si presenta in Figura 15 il modello in Simplorer che interconnette il cluster di supercondensatori (modello Zubieta) al Bus attraverso il DAB.

Figura 15 Modello SC-DAB-BUS

Il DC bus è stato modellato come un generatore di corrente associato ad una capacità (1000 uF) che simula il comportamento di alimentazione del Bus che potrebbe essere effettuato da una qualsiasi sorgente (es. fotovoltaico). A monte del supercondensatore si è inserito in serie un circuito RC (R = 600 mOhm e C = 2.2 nF) con lo scopo di tagliare le fluttazione della corrente (*taglia-basse*) dovute al comportamento di switching degli interruttori. Si è effettuato in primis un controllo in tensione (master absorption and master injection) individuando una soglia di tensione bassa e una di tensione alta, sia per il cluster di supercondensatori, sia per il bus. Le soglie utilizzate sono espresse in Tabella 2:

Soglie:	SC	BUS
Alta	63	450
Bassa	36	380

Tabella 2: Soglie di tensione Bus e SC

Per ogni valore di tensione (set point) che si vuole rispettare occorre considerare un rispettivo blocco PWM. I valori di funzionamento ordinario (di default) sono 0.5 per DC e 0 per la fase in cui si ha la massima carica o scarica che lo switching può permettere. Una volta che si arriva ad una delle soglie limite occorre modificare i valori del *DC* e della *fase* della rispettiva PVM associata. Si utilizza un blocco chiamato *comparatore* che permette di dare il valore di default del DC o della fase fino a quando non si raggiunge una soglia. Si utilizza un comparatore per il DC e per la fase per ogni PWM con un totale di 8 comparatori. Si presenta a titolo esemplificativo in Figura 16 i valori di input associati ai parametri della PWM associata alla soglia superiore di tensione del supercondensatore.

ers Output / Disp	lay		
PWM3			⊽ s
neters			
Name	Value	Units	Description
Name PERIOD	Value 5e-005	Units	Description Period Time
Name PERIOD DC	Value 5e-005 COMP_DC_Soglia_Superiore_SC.VAL	Units s	Description Period Time Duty Cycle
Name PERIOD DC TD	Value 5e-005 COMP_DC_Soglia_Superiore_SC.VAL 0	Units S S	Description Period Time Duty Cycle Initial Delay

Figura 16 Valori input PWM riferita alla soglia superiore del SC

Quando si raggiunge la soglia, il comparatore risponde con un valore calcolato da un rispettivo blocco PI (Proporzionale Integrativo) tarato con specifici valori di gain proporzionale e integrativo, per modificare i valori di DC e fase e mantenere il limite raggiunto di tensione. Sia i comparatori che i blocchi PI confrontano i valori di tensione misurati (INPUT) lato supercondensatore o lato bus, con i valori di soglia impostati (THRES). Si presentano i valori di input dei comparatori riferiti al DC e alla fase per il controllo della soglia di tensione superiore del supercondensatore:

[output / biopid)]			
COMP_DC_Soglia_	Superiore_SC		I Sho
meters	1 Meter	1 11-3-	Description
Ivane	Value	Units	Description
INPUT	VM4 V		Input Signal
INPUT	VM4.V SC UPPER.VAL		Input Signal Threshold T
INPUT THRES VAL1	VM4.V SC_UPPER.VAL 0.5		Input Signal Threshold T Value A1
INPUT THRES VAL1 VAL2	VM4.V SC_UPPER.VAL 0.5 PID1.VAL		Input Signal Threshold T Value A1 Value A2

output / Diopidy			
COMP PHASE So	glia Superiore SC		
ameters			
Name	Value	Units	Description
INPUT	VM4.V		Input Signal
THRES	SC_UPPER.VAL		Threshold T
THILES	0		Value A1
VAL1			Value A2
VAL1 VAL2	PID2.VAL		Value Az

Figura 17 Valori di input dei comparatori DC (sopra) e fase (sotto)

Per verificare il funzionamento del sistema di controllo relativo alla soglia superiore del supercondensatore di $V_{max} = 62 V$ equivalente ad una tensione max della singola cella di 2.7 V come visto in precedenza, si parte da una condizione iniziale della singola cella di $V_0 = 1.65 V$. Si presenta l'andamento della tensione del supercondensatore in Figura 18.

Figura 18 Andamento tensione supercandensatore

Quando si raggiunge la soglia superiore (t=8 ms) l'andamento del *DC* varia dal valore standard di 0.5 a 0.3 come si può notare in Figura 19.

Definizione dei sistemi di controllo (BMS, BCS e NMS) in funzione della configurazione Rapporto Tecnico – D4.6

Figura 19 Variazione valore standard di DC in 8 ms

Mentre in Figura 20. si presenta l'andamento globale dei valori della phase

Figura 20 Andamento valori della fase

Quindi sono stati impostati controlli di questo tipo per tutte e quattro le soglie di tensione definendo quindi una modalità di controllo master (absorbtion e injection). Step successivo sarà quello di inglobare le 4 PWM così create in una macchina stati (Figura 21) in cui è possibile definire le condizioni di tensione del bus e del SC per le quali sarà opportuno scegliere la rispettiva PWM.

Figura 21 Macchina stati

3.2.2 Logica di contrllo

Nella modalità di controllo Master, si è voluto controllare le soglie di tensione del BUS agendo sulla modifica di due parametri della PWM (lato bus)

- Duty Cycle;
- Phase;

Si è utilizzato il componente COMP (comparatore) che fornisce i valori standard di Duty Cycle (0.5) e Phase (0) alla PWM. Quando si raggiunge un determinato valore di tensione soglia (set point) il COMP risponde con dei valori di Duty Cycle e Phase calcolati rispettivamente attraverso un PI (Proporzionale-Integrativo) tale da far mantenere la tensione misurata (measurement point) nell'intorno della tensione impostata. Per ogni soglia di tensione, quindi corrisponde una rispettiva PWM o determinati valori di COMP_DC e COMP_Phase come si evince dallo schema in Figura 22

Figura 22 Schema logica controllo per singola soglia di tensione

Si presenta lo schema della macchina stati così creata per la soglia superiore ed inferiore in Figura 23

Definizione dei sistemi di controllo (BMS, BCS e NMS) in funzione della configurazione Rapporto Tecnico – D4.6

Figura 23 Macchina stati per soglia di tensione superiore (440 V) e inferiore (395 V)

4 BATTERIE 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. Pissoort, 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 [28]. 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 [29]. 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 limita 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 selettiva a scambio ionico che consente il passaggio degli ioni, ma impedisce il passaggio degli elettroni e la miscelazione degli elettroliti. 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 solo ad elevata densità di corrente. Gli elementi che compongono una singola cella solo esemplificati in Figura 24. 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 24 Composizione singola cella di una flow battery

I parametri di impedenza interna di una qualsiasi cella elettrochimica possono essere rappresentati dal circuito equivalente di Randles [30]. In Figura 25 si presenta la configurazione elettrica utilizzata [31]:

Figura 25 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 attarverso 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 [32]:

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

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 ridotta, 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} rappresentà la capacità che deve essere caricata affinchè 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 semicella (elettrolita anodico e catodico) e di R_m che invece rappresent ala resistenza a scambio protonico. Quindi R_0 è definito come segue:

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

Si presenta in Figura 26 la singola cella creata in Simplorer. Successivamente è stato creato uno stack di 20 celle in serie

Figura 26 Single cell in Simplorer

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 Figura 27 l'andamento della OCV in funzione dello SOC preso in considerazione per il modello in Simplorer:

Definizione dei sistemi di controllo (BMS, BCS e NMS) in funzione della configurazione Rapporto Tecnico – D4.6

Figura 27: OCV vs SOC

Nella Figura 28 si presenta il modello completo della batteria a flusso. R_0 assume un valore diverso per carica e scarica, per questo sono stati utilizzati due diodi per tenere conto del verso della corrente.

Figura 28 Modello in Simplorer della batteria a flusso

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 [31]. Si presentano in Tabella 3 i valori

mediati sull'intero range di SOC per ciascun elemento, in fase di carica (40 A) e scarica (-40 A), a portata costante:

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

Tabella 3: Valori mediati dei parametri interni

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. In questo modello non si considerano le correnti che circolano nelle pompe esterne e nei rispettivi sistemi di controllo. Queste garantiscono Il flusso delle portate dell'elettrolita catodico e anodico. Si presenta in Figura 29 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 Figura 30 si riporta l'andamento dei valori di R_0 e $R_{ct,a}$ ed $R_{ct,c}$.

Figura 29 Andamento della corrente e della tensione della batteria con Q= 18 l/min

Figura 30 Andamento dei valori delle reistenze in carica e scarica

5 BATTERIA LITIO FERRO FOSFATO (LFP)

In questa parte dell'elaborato, si presenta un modello elettrico equivalente valido per le batterie Litio Ferro Fosfato (LFP). La polarizzazione è una deviazione di tensione dallo stato di equilibrio e avviene ogni volta che la batteria viene caricata. Quando il carico è scollegato (intervallo di riposo), la tensione ritorna verso lo stato di equilibrio si può osservare un fenomeno di rilassamento della tensione. L'impedenza interna della batteria può essere potenzialmente estratta da questo rilassamento di tensione. L'intervallo di riposo a vuoto durante una fase di scarica è mostrato nella Figura 31 [33]:

Figura 31 Curva di polarizzazione batteria litio LFP

Il modello in questione è basato su un modello Thevenin. In Figura 32, è possibile vedere le componenti del modello che consistono nella resistenza R0 e due circuiti RC. La prima coppia R1 e C1 definisce la risposta in tensione di breve durata mentre la seconda, R2 e C2 definisce la risposta di lunga durata. In particolare, la risposta di breve durata avviene in un intervallo di tempo di circa 10 s mentre quella di lunga durata avviene in circa 280 s.

Figura 32 Componenti e struttura modello (a), curva rilassamento tensione (b) [33]

L'andamento della tensione in Figura 32 è caratterizzata da un primo tratto, in cui avviene un salto di tensione istantaneo subito dopo la pausa del carico, seguito da un graduale aumento della tensione verso la tensione a circuito aperto (OCV). L'andamento della tensione risulta strettamente correlato alla resistenza ohmica R_0 e alle coppie resistenza/capacità (R_1C_1 , R_2C_2). In generale, la costante di tempo è strettamente correlata alla variazione di tensione. Più la tensione cambia velocemente, più la costante di tempo è piccola. Si sono considerati due modelli trovati in letteratura [33] [34] basati sul modello di Thevenin , la cui configurazione è mostrata in Figura 32. Min chen et al. [34] considera una cella di Li-ion con una capacità equivalente di 0.85 Ah mentre Yu et al. [33] considera una cella Litio Ferro Fosfato con una capacità equivalente di 2.5 Ah. Le componenti del circuito equivalente nel primo caso sono funzione della sola SOC, mentre nel secondo caso, queste sono funzione della SOC e del C_{rate} e inoltre variano a seconda della modalità di carico o scarico. Nel progetto ComESto verrà utilizzato un sistema di accumulo caratterizzato da una configurazione di 4 slot in serie ciascuno dei quali caratterizzato da una configurazione di 32 celle disposte con 16 celle in serie e due file in parallelo. La singola cella è una cella Litio ferro Fosfato (LFP) caratterizzata da una capacità nominale di 40 Ah e una tensione nominale di 3.2 V. In Tabella 4 si presentano le specifiche tecniche del sistema di accumulo in questione.

Tubella 4. Specifiche Sistema di Mecumulo 205 V	moucho Loi20500)
Tipo Batteria	Litio Ferro Fosfato (LFP)
Tensione nominale	204.8 V DC

Tabella 4: Specifiche Sistema di Accumulo 205V (Modello LSI20580)

Definizione dei sistemi di controllo (BMS,	BCS e NMS) in funzione della configurazione
	Rapporto Tecnico – D4.6

Energia nominale	16.4 kWh
Capacità nominale	80 Ah
Corrente raccomandata di scarica	80 A
Corrente massima continua in scarica	160 A
Tensione minima (cut-off)	186 V
Tensione massima	234 V
Corrente raccomandata di ricarica	16 A
Corrente massima continua in ricarica	80 A
Durata prevista in cicli (25°C; DoD 80%)	≥ 3500 (EOL - End of Life: 60%)

Una volta analizzati gli andamenti dei valori delle diverse componenti dei due modelli in funzione della SOC, si sono trovati i fattori discriminanti, calcolati come il rapporto dei valori puntuali relativi al modello con capacità nominale da 2.5 Ah rispetto a quello da 0.85 Ah. Successivamente allo scopo di calcolare i valori relativi ad un modello con cella da 40 Ah, come quello in questione, sono stati riscalati questi fattori, moltiplicandoli o dividendoli per una costante (ovvero il rapporto tra capacità equivalente) a seconda che questi valori aumentavano o diminuivano nel passaggio dal modello da 0.85 Ah a 2.5 Ah. Nella Tabella 5, si presentano i valori delle componenti di R_0 , R_1 , C_1 , R_2 e C_2 come da Tabella 5_a così calcolati.

 Tabella 5:Valori delle componenti R0, R1, C1, R2 e C2, relative ad un modello equivalente di LFP con cella con capacità equivalente di 40 Ah

 Equivalente di 40 Ah

SOC	0.10	0.20	0.30	0.40	0.50	0.60	0.70	0.80	0.90	1.00
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Definizione dei sistemi di controllo (BMS, BCS e NMS) in funzione della configurazione Rapporto Tecnico – D4.6

R0	0.0031	0.0030	0.0030	0.0030	0.0030	0.0030	0.0030	0.0029	0.0029	0.0030	
R 1	0.0020	0.0017	0.0014	0.0013	0.0012	0.0012	0.0011	0.0011	0.0011	0.0010	
C 1	9588	13378	15572	17048	18214	19260	20275	21301	22360	23463	
R 2	4.72	8.61	6.64	5.33	7.16	8.70	8.47	10.06	16.16	20.18	
C2	155644	55744	78960	123559	164985	97094	187266	153770	39285	166309	

I valori così calcolati, che risultano funzione della SOC, sono stati in un primo luogo graficati e successivamente interpolati per trovare delle funzioni di questi valori da inserire in Simplorer. Si presentano in Figura 33 gli andamenti e le funzioni di interpolazione dei valori delle resistenze in funzione della SOC.

Figura 33 Andamento dei valori delle resistenze R0, R1, R2 per il modello equivalente (40 Ah)

Figura 34 Andamento dei valori delle capacità C1 e C2 per il modello equivalente (40 Ah)

Successivamente le funzioni relative alle diverse componenti del modello equivalente sono state implementate in Simplorer, creando per la singola cella la seguente configurazione.

Figura 35 modello Litio singola cella

Attraverso il blocco *SOC*, è stato calcolato il valore di State of Charge in funzione della corrente circolante. Questo valore è stato poi inserito come variabile nelle funzioni che descrivono i valori delle resistenze e delle capacità in esame. Per il valore del generatore di corrente si è considerata l'espressione presente nel modello relativo alla cella dalla capacità di 0.8 Ah. In Figura 36 si presenta l'andamento della tensione di cella, considerando una fase di carica e scarica di 35 A per 4000 s.




Figura 36: Andamento tensione singola cella (capacità nominale 40 Ah) in Simplorer

Si evince un comportamento anomalo nell'andamento della tensione. Nella figura seguente si sono invece considerate delle interpolazioni che tenevano conto del termine correttivo relativo al modello dalla capacità di 40 Ah, in maniera coerente, moltiplicando tutte le funzioni per lo stesso termine senza dividerle.



Figura 37: Andamento tensione singola cella (capacità nominale 40 Ah) contermine correttivo

6 CELLE A COMBUSTIBILE

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 elettodi 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 [35].

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 (PEMFC)

Tra tutte queste tipologie le PEMFC sono le celle a combustibile che lavorano con un range di temperatura più basso (20-180 °C) [36][37]. 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, poichè 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 di energia 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 líquida 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.

6.1 PEMFC

Le celle a combustibile PEM furono inventate nel 1960 da Niedrach e Grubb presso la General Electrics [38]. 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 PEMFC utilizzano un polimero come membrana (ad es. 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. Il modello dell'accumulo H2-PEM realizzato nel progetto ComESto risulta composto da due modelli elettrici equivalenti. In Figura 38 si presenta in alto, il modello che rappresenta il generatore di corrente (FC) mentre in basso quello che rappresenta l'accumulo (Elettrolizzatore).



Figura 38 Modello semplificato PEM-Generatore (sopra) e PEM-Elettrolizzatore(sotto)

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 6 si presentano i valori riferiti al modello PEM-Generatore

$R_{an}(\Omega)$	$p_1 i^3 + p_2 i^2 + p_3 i + p_4$
$R_{mem}(\Omega)$	0.001i+0.2042
$R_{cat}(\Omega)$	$p_1i^5 + p_2i^4 + p_3i^3 + p_4i^2 + p_5i + p_6$
$E_{id}(V)$	45
C(F)	0.05

Tabella 6: Parametri caratterizzanti la PEMFC

Con:

coeff.	R _{an}	R _{cat}
p_1	-3.64 e-06	-1.49e-07
p_2	4.0772 e-04	1.65 e-05
p_3	-1.486 e-02	-7.014 e-04
p_4	0.1838	0.01424
p_5	-	-0.1432
p_6	-	0.8923

In Tabella 7 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.

$R_{an}(\Omega)$	$0.08 (p_1 i^5 + p_2 i^4 + p_3 i^3 + p_4 i^2 + p_5 i + p_6)$
$R_{mem}(\Omega)$	$0.72 (p_1 i^5 + p_2 i^4 + p_3 i^3 + p_4 i^2 + p_5 i + p_6)$
$R_{cat}(\Omega)$	$0.2 (p_1 i^5 + p_2 i^4 + p_3 i^3 + p_4 i^2 + p_5 i + p_6)$
$V_{int}(V)$	1.72 $i^{0.322}$
C(F)	18.26

Tabella 7: Parametri caratterizzanti la PEM-Elettrolizzatore

Con:





p_1	-2.364 e-09
<i>p</i> ₂	5.398 e-07
p_3	-4.757 e-05
p_4	0.002046
p_5	-0.04532
p_6	0.5384

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 Figura 39 le curve di polarizzazione che caratterizzano il generatore e l'elettrolizzatore:



Figura 39 Curve di polarizzazione Fuel Cell (sinistra) e Elettrolizzatore(destra)

La curva di polarizzazione dell'elettrolizzatore risulta abbastanza anomala rispetto alla realtà in particolare per la presenza del flesso in corrispondenza dei 50 A.

6.2 Dispositivi di conversione interna: Buck e Boost

Successivamente è stato introdotto un dispositivo di conversione DC-DC boost a valle del generatore e un dispositivo di conversione DC-DC back a monte dell'elettrolizzatore. Un convertitore DC/DC è un circuito che converte un livello di tensione in un livello più alto o basso di tensione continua senza utilizzare necessariamente un trasformatore. Questo permette di garantire l' isolamento galvanico del carico dalla rete e a svincolare la tensione d'uscita dalla stretta dipendenza dal duty cycle, legandola anche al rapporto di trasformazione [39].



Questa conversione è ideale perché nella realtà la tensione in ingresso e uscita non risultano costanti. Solitamente la tensione in ingresso è fornita da circuiti raddrizzatori presentando quindi dei *ripple*. La tensione d'uscita si preleva sul carico che solitamente ha in parallelo un condensatore che si carica e si scarica con una certa costante di tempo τ , generando quindi anche in questo caso un *ripple*. Per ovviare a questo problema, si inserisce un controllore PWM in configurazione ad anello chiuso fra la tensione d'uscita e l'interruttore [40]. La tensione d'uscita media infatti dipende dal tempo di chiusura e apertura dell'interruttore. La frequenza di commutazione (f) del segnale che pilota l'interruttore è definita come segue:

$$T = \frac{1}{f} = t_{ON} + t_{OFF}$$

In cui t_{ON} è il tempo in cui il transistor è chiuso e t_{OFF} quando è aperto. È possibile quindi definire la Duty Cycle (DC) come segue:

$$DC = \frac{t_{ON}}{T}$$

Il convertitore Buck è un convertitore DC-DC in grado di abbassare la tensione. L'interruttore `e pilotato a frequenza fissa con duty cycle variabile. Si presenta lo schema elettrico in Figura 40:



Figura 40 Schema convertitore Back

V e V₀ sono tensioni continue con V > V₀. Il filtraggio è operato dal condensatore e dall'induttore. In particolare, l'induttore modula la forma d'onda della corrente comportandosi da pompa di corrente mentre il condensatore modula la forma d'onda della tensione. Trascurando le perdite per effetto Joule, le cadute di tensione sui transistor e sui diodi mentre sono in conduzione, la scarica dell'induttanza segue un regime esponenziale, obbedendo alla seguente legge:

$$v_L = L \frac{di_L}{dt}$$

Per elevate frequenze di commutazione elevate, data la piccola durata dei cicli di carica e scarica, i tratti di esponenziale si approssimano a rette crescenti e decrescenti. Si distinguono il caso in cui il transistor è in



conduzione ($0 \le t \le t_{on}$) e il caso il transistor è staccato ($t_{on} \le t \le T$). Nel primo caso la corrente fluisce verso il carico e il condensatore risulta costante e si ha:

$$\begin{cases} V = v_L + v_0 & (0 \le t \le t_{on}) \\ 0 = v_L + v_0 & (t_{on} \le t \le T) \end{cases}$$

Il decremento di tensione risulta quindi proporzionale a DC. La tensione in uscita (v_0) sarà uguale a [41] :

$$v_0 = V DC$$

È possibile dimensionare l'induttore e il capacitore in funzione della frequenza di ripple di corrente e in funzione del DC. L'induttanza risulta inversamente proporzionale al ripple di corrente. Per diminuire i ripple di corrente si può ricorrere a grandi induttori ma occorre considerare che nella realtà grandi induttanze implicano grandi bobine e quindi maggiori costi e ingombri [42]. Un'altra strategia per ridurre i ripple è quella di aumentare la frequenza di commutazione. Per dimensionare l'induttanza si ricorre alla seguente formula di progetto:

$$L = \frac{V}{\Delta I} (1 - DC) \; \frac{DC}{f}$$

Invece il capacitore ha lo scopo di agire da stabilizzatore della tensione sul carico, e quindi di ridurre il ripple di tensione Δv_0 che è possibile esprimere in funzione di C:

$$\Delta \mathbf{v}_0 = \frac{\Delta \mathbf{Q}}{C} = \frac{V}{8f^2} \frac{1}{LC} (1 - DC)DC$$

Da cui è possibile ricavare l'equazione di progetto per la capacità:

$$C = \frac{V}{8f^2} \frac{1}{L} \frac{1}{\Delta v_0} (1 - DC) DC$$

Da questa relazione si evince che per stabilizzare il ripple di tensione Δv_0 occorre aumentare la capacità e anche in questo caso bisogna considerare i limiti di imgombro e costo. Inoltra il ripple di tensione risulta inversamente proporzionale al quadrato della frequenza di commutazione (f), quindi è possibile diminuirlo aumentando f. Il convertitore Boost invece è un convertitore DC-DC in gradi di alzare la tensione in uscita. Si presenta lo schema elettrico in Figura 41 :





Figura 41 Schema convertitore Boost

In questo caso la relazione che lega la tensione di ingresso (v_0) e di uscita (V) è definita in funzione di DC come segue:

$$v_0 = V \frac{1}{1 - DC}$$

La tensione del condensatore v_c ha un andamento ondulatorio in quanto il condensatore si carica e si scarica così come ondulatorio è in realtà l'andamento di v_0 , quindi il valore trovato per la tensione sul carico è in realtà un valore medio V_m.

Esiste quindi anche un ripple di tensione Δv_0 e si possono fare le stesse considerazioni fatte per il circuito abbassatore per il dimensionamento del filtro L C [43]. È possibile definire il ripple di corrente ΔI :

$$\Delta \mathbf{I} = \frac{V}{L} \frac{DC}{f}$$

Supponendo un carico puramente resistivo che segue la legge di Ohm, è possibile dimensionare la capacità con la seguente relazione:

$$C = \frac{1}{f} \frac{V}{R\Delta v_0} \frac{DC}{(1 - DC)}$$

In Figura 42, si presenta la configurazione adottata per la PEM con i dispositivi interni. Le tensioni intermedie sono state fissate a 24 V per l'elettrolizzatore accoppiato con un Buck e a 56 V per il generatore accoppiato con un Boost.





Definizione dei sistemi di controllo (BMS, BCS e NMS) in funzione della configurazione Rapporto Tecnico – D4.6

Figura 42 Modello PEM elettrolizzatore + buck (sopra) e modello generatore + boost (sotto)

I quattro interruttori vengono pilotati a seconda del verso del generatore di corrente presente a destra, attivando a seconda dei casi l'elettrolizzatore o il generatore. I convertitori interni Buck e Boost sono regolati da un PI che regola il valore di DC per mantenere la tensione intermedia di 24 e 56 V. Inoltre, nel caso dell'elettrolizzatore sono stati inseriti due induttori (L2=10 uH e L1=1 uH), un condensatore (C5= 20 uF) e una resistenza da 1 Ohm a valle del dispositivo. Nel caso del generatore invece, è stato inserito un condensatore (c6=200 uF) e una resistenza da 100 Ohm. Si presenta in Figura 43 l'andamento delle potenze a monte e a valle dei dispositivi interni con le condizioni nominali di corrente per l'elettrolizzatore (a sinistra) e per il generatore (a destra):



Figura 43 Andamento potenze per l'elettrolizzatore (a sinistra) e per il generatore (a destra)



Si presenta, inoltre, in Figura 44 l'andamento delle tensioni potenze a monte e a valle dei dispositivi interni con le condizioni nominali di corrente per l'elettrolizzatore (a sinistra) e per il generatore (a destra):



Figura 44 Andamento tensioni per l'elettrolizzatore (a sinistra) e per il generatore (a destra)

Si può notare che a valle dei dispostivi si mantiene la tensione di 24 e 56 V impostata come set-point nei controllori PI. Infine, l'andamento della corrente all'interno dell'elettrolizzatore (a sinistra) e del generatore (a destra) è presentato in Figura 45:



Figura 45 Andamento della corrente per l'elettrolizzatore (a sinistra) e per il generatore (a destra)

7 CONFIGURAZIONE PEM-DAB-BUS

Dopo aver verificato il comportamento dell'elettrolizzatore e generatore PEM con dispostivi interni e valori nominali di intensità di corrente, in questa fase delle simulazioni si è lavorato ad una configurazione tale da unire



il modello PEM-dispositivi interni al BUS DC tramiti un convertitore dual active bridge (DAB) come quello utilizzato per il SC. Si è considerato in questa prima fase la logica di controllo master Absorption/Injection controllando le soglie di tensione presenti sul bus DC attraverso una macchina stati capace di regolare i valori di PWM del DAB lato bus. Si presenta in Figura 46 la configurazione PEM-DAB-BUS.



Figura 46 Configurazione PEM-DAB-BUS

7.2 Analisi Soglie di tensione Bus

Nella Figura 47 si presentano le soglie di tensione del bus adottate per la modalita Master Injection (MI) e Master Absorption (MA). Come prima fase si sono considerate le stesse soglie di tensione utilizzate per il SC. Come prima fase, in modalità MI si vuole attivare solo l'elettrolizzatore mentre nella modalità MA si vuole attivare solo il generatore.



Figura 47 Soglie di tensione bus

Nel range di tensione 395-405 V in cui c'è sovrapposizione delle due modalità di funzionamento è necessario fare un'analisi dello State of Charge (SOC) in modo da poter scegliere se attivare l'elettrolizzatore o il generatore Fuel Cell. E' stata quindi introdotta la seguente relazione per la SOC:



$$\frac{dSOC}{dt} = \frac{n_{h2,in}(t) - n_{h2,out}(t)}{n_{serb} n_{max}}$$

In cui al denominatore si ha $n_{serb} = 2$ e $n_{max} = 110.175 \ mol$, mentre al numeratore, le portate molari di H2 sono epresse con polinomi di terzo grado in funzione della corrente in circolazione dopo i dispositivi di conversione interna introdotti nel paragrafo precedente. La portata molare risulta in entrata $(n_{h2,in})$ per l'elettrolizzatore (PEE) e in uscita $(n_{h2,out})$ per il generatore Fuel Cell (PEFC). I limiti minimo e massimo della corrente sono riportati nella seguente *Tabella 8*:

Tabella 8: Limiti di corrente

	min	max
I _{in,PEFC}	4.75	16.07
I _{out,PEE}	9.63	34

Le portate molari $n_{h2,in}$ e $n_{h2,out}$ sono state definite come segue:

 $n_{h2,in} = c_3 I_{in,PEE}^3(t) + c_2 I_{in,PEE}^2(t) + c_1 I_{in,PEE}(t) + c_0$

 $I_{in,PEE,min} \le I_{in,PEE}(t) \le I_{in,PEE,max}$

$$n_{h2,out} = a_3 I_{out,PEFC}^3(t) + a_2 I_{out,PEFC}^2(t) + a_1 I_{out,PEFC}(t) + a_0$$
$$I_{out,PEFC,min} \le I_{out,PEFC}(t) \le I_{out,PEFC,max}$$

In Simplorer per il calcolo della SOC è stato utilizzato un blocco, come quelli utilizzati prima per il calcolo delle componenti elettroniche, che ha come input la corrente che circola a valle dei dispositivi di conversione del PEE e della PEFC. E' stato definito il rapporto incrementale della SOC con VAL[2]:



i:=abs(INPUT[0]); ie:=abs(INPUT[1]); a0:=(-1.380945*10**-3); a1:=(1.319043*10**-3); a2:=(-1.056500*10**-4); a3:=(4.299812*10**-4); c1:=(1.089974*10**-4); c2:=(-1.339931*10**-6); c3:=(+1.278793*10**-8); nserb:=2; nmax:=100.175; VAL[0] := a3*i**3 +a2*i**2 +a1*i+a0; VAL[0] := c3*ie**3 +c2*ie**2 +c1*ie+c0; VAL[1] := c3*ie**3 +c2*ie**2 +c1*ie+c0; VAL[2] := (VAL[1]-VAL[0])/(nserb*nmax);

Successivamete, si è calcolata separatamente la derivata del SOC $\left(\frac{dSOC}{dt}\right)$ relativa alla PEFC da quella relativa alla PEE per poi integrarla in un Integrator block. Poiché il time-step della simulazione è dell'ordine di 10⁻⁴ s, è stato necessario ridimensionare il valore del denominatore (prodotto tra *nserbe* ed *nmax*) al fine di poter vedere la variazione di SOC.

7.3 Configurazione Bus "snapshot"

Poiché il time-step di simulazione è dell'ordine del 0.1 us, allo scopo di analizzare il comportamento ai transienti, si è deciso di configurare il BUS con due resistenze in parallelo di cui una molto alta (R1= 100000 Ohm) e l'altra con un valore di resistenza, fornito da una tabella equivalente al valore di tensione assunto dal bus istantaneamente. Si presenta la configurazione bus "snapshot" in Figura 48



Figura 48 configurazione bus "snapshot"

Con questa configurazione risulta possibile svincolarsi dal valore del generatore di corrente presente sul bus. È stato quindi introdotto un circuito chiuso indipendente che permette di azionare o l'elettrolizzatore a seconda del



valore di tensione del bus. Il circuito rappresentato Figura 49 è pilotato da una macchina stati che fornisce un valore positivo o negativo ad un generatore di corrente. Il valore di questa corrente chiude o apre gli interruttori visti prima.



Figura 49 Circuito chiuso indipendente per azionare il generatore o elettrolizzatore

7.4 Configurazione Bus -PV

In questa configurazione si simula l'azione di un PV attraverso un generatore di corrente regolato da un PID. In modaltà MI risulta attivato il PV e attivato l'elettrolizzatore mentre in modalità MA, il PV risulta staccato e attivato il generatore PEM.

7.5 Strategia di controllo master-slave per PEM/Elettrolizzatore

Per l'elettrolizzatore e la fuel cell PEM è stata quindi scelta una configurazione basata sull'utilizzo di due convertitori di corrente continua. Si sono scelti due DC/DC buck per il primo e due DC/DC boost per la seconda. In Figura 50, è possibile visualizzare la configurazione di queste:





Figura 50 Configurazione master-slave per elettrolizzatore (in alto) e PEM (in basso)

Nella modalità master il generatore di corrente sul BUS, ha valori costanti o a scalini di 1 o 0.5 A. In particolare, nella modalità master il DAB controlla la tensione del BUS con un set point di tensione a 400 V, mentre nelle modalità slave, il DAB controlla la corrente del BUS a bassa tensione con un set point di corrente di 4 A. Ogni DC/DC è legato ad un PID che è settato su un valore di tensione o un valore di corrente.

Elettrolizzatore

In entrambe le modalità di controllo slave e master, il primo convertitore DC/DC è settato su un valore della corrente che dipende sul valore della potenza assorbito. Il set point (in verde nella Figura 50) del PID in questione è definito come segue:

$$Set_{point}(i) = 34 \left[1 - \frac{P_{average} - 400}{400} \right]$$

Il PID relativo a questo buck risponde in maniera proporzionale/integrativa alla differenza tra il set point e il valore mediato della corrente assorbita con periodo di 3e-05 secondi mentre Il secondo buck invece, è settato su un valore di tensione costante di 24 V mentre la tensione del BUS risulta essere proporzionale al valore del BUS ad alta tensione in funzione del numero di avvolgimenti. Nel nostro caso si hanno 4 avvolgimenti e il BUS risulta essere costante intorno ai 400 V. Per la modalità slave, si presenta in Figura 51, l'andamento del valore della tensione BUS a bassa tensione (in rosso) dei 24 V controllati dal buck e della tensione dell'elettrolizzatore.





Definizione dei sistemi di controllo (BMS, BCS e NMS) in funzione della configurazione Rapporto Tecnico – D4.6

Figura 51 Andamento tensioni elettrolizzatore (modalità slave)

Si può notare come l'andamento delle tensioni risulti abbastanza costante intorno ai valori settati di tensione grazie all'azione dei PID relativi ai diversi Buck e al DAB. In Figura 52 si presenta l'andamento complessivo del sistema così configurato, calcolato come il rapporto della potenza erogata dal DAB sulla potenza assorbita dall'elettrolizzatore.



Figura 52 Rendimento elettrolizzatore modaalità slave

Si può notare come il sistema possa ottenere un'efficienza massica di circa l'88 %. Invece per la modalità Master l'elettrolizzatore presenta un'efficienza max di circa l'85%, come è possibile vedere in *Figura 53*.





Figura 53 Rendimento elettrolizzatore modalità master

8 DEFINIZIONE E MODELLAZIONE TRAMITE SIMPLORER DEL CONTROLLO DELLA NANOGRID (NANOGRID MANAGEMENT SYSTEM - NMS)

8.1 Architettura di controllo

Secondo l'IEEE Std. 1676, le diverse funzioni all'interno della struttura di controllo dei dispositivi elettronici di potenza possono essere organizzate in diversi livelli. La norma IEEE 1676 è applicabile a convertitori di potenza superiore ad 1 MW, mentre l'architettura del sistema di controllo può essere applicata anche a convertitori di piccola potenza [44] poiché le funzioni di controllo dei Power Electronic Converter (PEC) sono comuni e indipendenti dalle taglie dei convertitori e dalle applicazioni finali. La struttura di controllo, raccomandata dall'IEEE Std. 1676, applicata ad una dc nanoGrid (nG) è illustrata in Figura 54. Tale struttura è compatibile con tutte le modalità di funzionamento delle nanoGrig nG.





Definizione dei sistemi di controllo (BMS, BCS e NMS) in funzione della configurazione Rapporto Tecnico – D4.6

Figura 54 Hierarchical control structure for dc nanoGrid

Tutte le funzioni coinvolte nella determinazione della missione del sistema e dei compiti del sistema elettronico di potenza appartengono a questo livello Il System Control Layer (Sys) integra quindi il controllore centrale del sistema di gestione della dc nG ovvero il Nanogrid Management System (NMS) il quale dispone anche delle interfacce uomo-macchina. Dal punto di vista del controllore del sistema, i livelli di controllo inferiori eseguono tutte le funzioni del sistema elettronico di potenza necessarie per adempiere alla missione del sistema [8]. E opportuno sottolineare come il Sys sia unico per la dc nG e sovraintende i livelli inferiori, i quali sono replicati localmente in ciascun nodo costituente la dc nG, in modo decentralizzato. Nel laver superiore l'NMS ha il compito principale di identificare la configurazione operativa della dc nG, adottata dall'utente. In particolare, ha il compito di individuare i vari nodi che costituiscono la dc nG ed assegnare a ciascuno i corrispondenti segnali di riferimento, secondo la specifica strategia di controllo sviluppata, ed inviare i comandi di avvio all'Application Control Layer (App). Inoltre, l'NMS, quando richiesto dall'utente o in caso di emergenza, comunica l'accensione o lo spegnimento della dc nG inviando un segnale logico di controllo al Reference Signal Generation (RSG) implementato nel layer App. Quindi la dc nG è avviata o spenta in sicurezza. From the viewpoint of the application controller, the lower control layers of the power electronics system enable the power electronics system to be viewed as one of the two possible equivalent devices: controlled current source or controlled voltage source. L'RSG ha quindi il compito di generare, in base alla modalità di funzionamento dello specifico nodo, i riferimenti di tensione e/o corrente specifici per il layer sottostante. Il layer sottostante, denominato Source Control Layer (Scl), include il controllore del nodo, denominato Voltage and Current Controller, per la gestione della sorgente connessa al nodo implementando molte funzioni comuni a tutti i convertitori such as synchronous timing, current and voltage measurement filtering, and feedback control calculations. Infine, vi è l'Hardware Control Layer, che rappresenta l'hardware e l'azione di controllo per l'hardware, costituito dal convertitore che collega la sorgente del nodo alla dc nG. L'Hardware Control Layer gestisce tutto ciò che è specifico dell'hardware



e può essere costituito da più moduli a seconda dei requisiti dei power devices. Gating, galvanic isolation, safe commutation, limits of di/dt, dv/dt, and first level protections, etc., are functions of this layer and are common for virtually any application. In particolare, questo layer si compone del:

- Modulator and Switching Logic, che rappresenta la circuiteria per la generazione dei segnali di controllo del convertitore (PWM) e per la gestione delle problematiche connesse al pilotaggio degli switch di potenza;
- Power Electronic Converter che è il convertitore del nodo, il quale collega la sorgente alla dc nG.

È opportuno sottolineare come la struttura di controllo prescinde dalla particolare configurazione della dc nG. Infatti, una dc nG che integra diverse sorgenti e carichi, può essere generalizzata come la connessione di più generici nodi, come mostrato in Fig. 1 dove, come mostrato in Figura 55 ogni nodo è costituito da una sorgente collegata alla dc nG mediante un PEC, opportunamente controllato.



Figura 55 Control structure for a generic dc nanoGrid

Questa configurazione della dc nG consente di poter integrare le diverse sorgenti senza alcuna modifica alla struttura di controllo della dc nG. Infatti, l'NMS nella fase di startup della dc nG verifica quali e quanti nodi sono connessi alla dc nG ed effettua la configurazione dei nodi della dc nG. Quindi assegna a ciascun nodo i rispettivi riferimenti per ciascuna modalità di funzionamento basati sulla strategia decentralizzata sviluppata. I singoli nodi, mediante il proprio Reference Signal Generation, stabiliscono localmente i propri segnali di riferimento per i controllori dei convertitori, durante il funzionamento della dc nG. Questa struttura permette di implementare la logica di controllo di ogni singolo nodo della dc nG, nota in letteratura come DC Bus Signaling (DBS) [45]. La DBS è una strategia di controllo decentralizzata ed è stata implementata dagli autori in questo contesto poiché il sistema diventa indipendente rispetto a un controllore centrale [45][46]. Dopo la fase di start-up, la tensione Pag. 55 di 132



misurata del dc bus (V_{bus}) è l'unica informazione scambiata tra i nodi che compongono la dc nG. Un nodo principale (master), definito per ogni configurazione e modalità operativa della dc nG, regola la V_{bus} (controllo in tensione) mentre gli altri convertitori dei nodi operano da slave (controllo in corrente). La commutazione tra le diverse modalità di funzionamento e la corrispondente attivazione della logica di controllo appropriata (master o slave) per i nodi appartenenti alla dc nG dipende solo dal livello di tensione del dc bus. Si preferisce una strategia di controllo decentralizzata perché il sistema diventa indipendente dal controller centrale. Tale strategia di controllo mantiene l'affidabilità inerente alla struttura del sistema utilizzando lo stesso de bus come collegamento di comunicazione, questo garantisce il corretto e sicuro funzionamento del sistema anche in caso di emergenza. Ogni nodo costituito dai tre livelli, Hardware, Source e Application Control layer, implementa una logica di controllo e una funzione di trasferimento che gestisce la sorgente secondo la strategia di controllo DBS. Non è necessario tra i nodi un collegamento di comunicazione esterno, se non il dc bus di potenza, in comune a tutti i nodi. I diversi nodi (possono essere sorgenti, sistemi di accumulo e carichi) sono efficacemente controllati utilizzando grandezze terminali, come nel caso del controllo decentralizzato [45]. Pertanto, la strategia di controllo DBS consente l'implementazione del controllo distribuito con gli stessi vantaggi di affidabilità del controllo decentralizzato. Attraverso l'utilizzo della strategia di controllo DBS, i PEC dei singoli nodi della dc nG possono funzionare autonomamente basandosi solo sulla V_{bus}. L'NMS assegna a ciascun nodo uno o più valori di tensione di riferimento (Vnamenode_ref), che sono utilizzati, durante la fase di funzionamento, dal Reference Signal Generator di ogni nodo per modificare il comportamento del singolo nodo sulla base della DBS implementata. Il nodo che si collega la dc nG alla rete elettrica è adeguatamente controllato per garantire un funzionamento sicuro e stabile come un unico sistema aggregato e per mantenere un livello specifico di qualità e continuità dell'energia elettrica. Il convertitore PEC di tale nodo è un convertitore di potenza, DC/AC bidirezionale in grado di regolare il flusso di potenza tra la dc nG e la rete elettrica: è in grado di fornire/assorbire potenza quando la dc nG è connessa alla rete elettrica. Infine, è opportuno sottolineare come la dc nG, mediante un apposito controllore, presente nel Voltage/Current Controller, del nodo di interfacciamento della dc nG con la rete elettrica, è in grado di svolgere un importante ruolo attivo per la rete elettrica, fornendo servizi ausiliari, per garantire qualità dell'energia, in particolare durante condizioni di stress del sistema [47].

8.2 System Control Layer

La dc nG è, dunque, un sistema che permette di gestire i flussi di potenza tra i nodi ad essa collegati in modo intelligente. Il funzionamento della nG è governato da un'architettura suddivisa in più livelli. Il livello più alto, il System Control Layer, rappresenta il controller centrale del sistema di gestione della dc nG ovvero il Nanogrid Management System (NMS). Il NMS ha il compito principale di decidere in quale configurazione andrà ad opera la nG individuando, oltre ai nodi, anche i corrispondenti segnali di riferimento e comandi di controllo da inviare ai livelli sottostanti. Ogni nodo della dc nG viene interconnesso al dc bus mediante un contattore opportunamente controllato dall'NMS. In Figura 56 si riporta il diagramma di flusso del NMS che effettua tutte le operazioni di startup della nG.





Figura 56: Flow chart of the Nanogrid Management System (NMS)

PRELIMINARY Check

Tutti i nodi della nG sono inizialmente disconnessi. Premuto il pulsante di avvio della dc nG si passa nel blocco di elaborazione denominato "PRELIMINARY Check". Si effettua la verifica sulla V_{bus} . Se V_{bus} è compresa tra una tensione minima (V_{min}) e una tensione massima (V_{max}) per un dato intervallo di tempo allora la dc nG entra nello stato di funzionamento (RUN). L'NMS ha completato la fase di startup della dc nG. Tale condizione si può verificare quando, ad esempio, più nG siano connesse sullo stesso dc bus. In tal caso infatti l'NMS se è verificata la condizione V_{min}
V $_{bus}$
V $_{max}$ non vi è necessita di precaricare il bus mediante uno dei nodi della dc nG. La fase di startup è conclusa e la dc nG entri nel blocco RUN.



Giunti nel blocco di elaborazione RUN, l'NMS verifica ciclicamente la connessione e/o disconnessione dei nodi. Nel caso di nodo non attivo la verifica dello stato consiste nel valutare la sola tensione ai morseti dello stesso. Se tale tensione risulta congruente con i range predeterminati, si procede alla connessione chiudendo il contattore ed inviando al Reference Signal Generator del nodo un segnale di abilitazione.

Nel caso in cui, invece, il nodo fosse già presente, vengono verificate le condizioni di attività del nodo stesso. Ovvero per tutti i nodi si effettua la verifica se la corrente scambiata con il bus dc è nei limiti consentiti. Inoltre, per i nodi PV e ESS si effettua la verifica della tensione, mentre per i nodi Grid e Load oltre alla tensione si verifica anche la frequenza se rispettano i limiti imposti dalla normativa vigente. Se tali limiti non sono rispettati il nodo viene disconnesso. Nella fase di disconnessione del nodo vengono dapprima inviati al Reference Signal Generator dei segnali di disabilitazione del PEC del nodo per poi disabilitare il contattore che collega il nodo al dc bus. Se invece V_{bus} è inferiore a V_{min} l'NMS verifica in cascata la presenza di alcuni nodi necessarie per la fase di startup della nG. La sequenzialità con cui l'NMS verifica la presenza di alcuni nodi e quindi di alcune sorgenti rispetto ad altre dipende dalle scelte iniziali compiute dall'utente. Ad esempio, si può prediligere la sorgente rete anziché la sorgente PV e così via.

START dc nG from node PV

L'NMS, come configurato dall'utente, per l'avvio della dc nG verifica la presenza del nodo PV. Se la tensione misurata ai morsetti del nodo PV è maggiore di una tensione di soglia (V_{PV_th}) allora l'NMS chiude il contattore del nodo. L'NMS comanda la chiusura del contattore di precaricare del dc bus. Quando la V_{bus} ha raggiunto la tensione V_{pre} , allora l'NMS disabilità la precarica del dc bus ed invia al Reference Signal Control un segnale di abilitazione per il nodo PV. Il nodo PV inizia ad operare e la tensione V_{bus} aumenta. Trascorso un determinato periodo di tempo, che in Figura 57 è rappresentato da un contatore, si effettua la verifica se V_{bus} è maggiore di V_{min} e minore di V_{max} . Se è verificata allora si passa in RUN e la fase di startup è completata altrimenti si passa alla verifica della presenza del nodo ESS.





Figura 57 NMS functions

START dc nG from node ESS

Verificata la presenza/connessione del nodo ESS, l'NMS chiude il contattore del nodo. L'NMS verifica se la V_{bus} è maggiore di V_{ref} , se è verificata allora comanda la chiusura del contattore di precaricare del DC bus. Quando la V_{bus} ha raggiunto V_{pre} allora l'NMS disabilità la precarica del de bus ed invia al Reference Signal Control un segnale di abilitazione per il nodo ESS. Il nodo ESS inizia ad operare e la tensione V_{bus} aumenta. Trascorso un determinato periodo di tempo, si effettua la verifica se V_{bus} è maggiore di V_{min} e minore di V_{max} , se è verificata allora si passa in RUN e la fase di startup è completata altrimenti si passa alla verifica della presenza del nodo Grid.

START dc nG from node Grid

Verificata la presenza/connessione del nodo Grid, l'NMS chiude il contattore del nodo. L'NMS verifica se la V_{bus} è maggiore di una tensione di riferimento (V_{ref}), se è verificata allora comanda la chiusura del contattore di precaricare del DC bus. Quando la V_{bus} ha raggiunto V_{pre} allora l'NMS dapprima disabilità la precarica del DC bus ed effettua una ulteriore verifica per quanto concerne la magnetizzazione del trasformatore di rete per evitare effetti come inrush current [48]. Terminate tali verifiche l'NMS invia al Reference Signal Control un segnale di abilitazione per il nodo Grid. Il nodo Grid inizia ad operare e la tensione V_{bus} aumenta. Trascorso un determinato periodo di tempo, si effettua la verifica se V_{bus} è maggiore di V_{min} e minore di V_{max} , se è verificata allora si passa in RUN e la fase di startup è completata altrimenti si passa in STOP ed inizia la fase di spegnimento della nG.



RUN

Nel blocco elaborazione denominato RUN, l'NMS effettua verifiche e controlli in modo temporizzato per evitare connessioni e disconnessioni continue dei nodi che possono essere causate anche da letture potenzialmente errate. Nel caso di nodo non attivo la verifica dello stato consiste nel valutare la tensione dello stesso e, se questa risulta congruente con i range predeterminati. Si procede alla connessione chiudendo il contattore ed inviando al Reference Signal Control un segnale di abilitazione per tale nodo. Nel caso in cui, invece, il nodo fosse già presente, vengono verificate le condizioni di attività e se queste non fossero riscontrate allora si procederebbe con la disconnessione graduale del nodo. È opportuno precisare che nella fase di disconnessione del nodo viene dapprima inviato al Reference Signal Control un segnale di una segnale di disabilitazione per il nodo per poi disabilitare il contattore che collega al nodo al dc bus. Inoltre, in RUN l'NMS invia al Reference Signal Control un segnale di abilitazione dei carichi critici. Infine, in tale blocco di RUN, l'NMS verifica la presenza di errori quali overvoltage o undervoltage del dc bus, se ciò si verifica allora dal blocco RUN si passa al blocco STOP.

<u>STOP</u>

Il blocco STOP consiste nella verifica se, da parte dell'utente, viene premuto lo "shutdown button" oppure si è verificato un errore. In entrambi i casi l'NMS invia dapprima al Reference Signal Control un segnale di disabilitazione di tutti i nodi che costituiscono la de nanoGrid e subito dopo ne effettua la loro disconnessione.

È opportuno sottolineare come la *Hierarchical control structure for dc nG* permette all'NMS di governare i passaggi tra i propri blocchi di START, RUN e STOP in modo indipendente rispetto alla gestione dei singoli nodi che viene effettuata secondo un diverso sistema decisionale nell'Application Control Layer. Inoltre, l'NMS, temporizza le elaborazioni di ciascun blocco con un tempo massimo, superato il quale restituisce un segnale di errore.

8.3 Application Control Layer

Il layer superiore, il System Control Layer, invia i segnali di riferimento e di abilitazioni all'Application Control Layer. Quindi l'NMS dopo aver stabilito la configurazione della nG, andando ad individuare oltre ai vari nodi che la costituiscono, invia ai ad ogni nodo ed in particolare al Reference Signal Gegeration di ogni nodo i segnali di riferimento e abilitazione. A loro volta i Reference Signal Generation dei singoli nodi stabiliscono localmente i propri segnali di riferimento. Tali segnali comprendo anche i valori di riferimento per l'attuazione della logica di controllo DBS per ogni singolo nodo della dc nG, come descritto nella sezione II. La commutazione tra le diverse modalità di funzionamento e la corrispondente attivazione della logica di controllo appropriata (master o



slave) per i nodi appartenenti alla nG dipende solo dal livello di tensione del dc bus. La DBS, come anticipato, è una logica di controllo decentralizzata e ciò permette ai nodi di essere gestiti senza che tra essi avvenga nessun tipo di comunicazione, l'unico parametro necessario ad un nodo per poter funzionare in modo coordinato agli altri è la lettura della tensione sul dc bus comune.

The design of the software used to control the dc nG is easy to conceptualize in terms of a state machine. A state machine is a mathematical model used to develop a logical process or in this case, design a software application. Può essere pensato come una macchina con un numero finito di condizioni operative chiamate stati. La macchina può trovarsi in un solo stato alla volta e può passare a un altro stato in base a un evento o trigger. Pertanto, progettare il software è una questione di definire gli stati e decidere gli eventi che causano la transizione degli stati dallo stato attuale allo stato successivo. In Figura 58 vengono mostrati, in maniera generica, i diversi stati della macchina caratterizzanti il Reference Signal Generation della dc nG e le conseguenti modalità operative della stessa.



Figura 58 dc nanoGrid operation modes and state machine

La commutazione tra le diverse modalità di funzionamento e il passaggio tra gli stati della macchina, con la conseguente attivazione dei singoli nodi appartenenti alla de nG dipende esclusivamente dalla V_{bus} misurata.

Gli stati specifici in cui si trova ad operare la dc nG possono variare a seconda della configurazione della stessa e quindi a seconda dell'applicazione per la quale viene utilizzata. La macchina a stati deve passare da uno stato all'altro nel modo più efficiente possibile assicurando, in primo luogo, che i carichi critici siano alimentati con continuità. La macchina a stati finiti da priorità all'uso delle fonti rinnovabili prima di passare all'utility o ad altri sistemi di backup per l'energia. I nodi della dc nG sono in grado di fornire energia contemporaneamente grazie



all'integrazione su un unico de bus. Il livello di tensione del de bus che caratterizza ogni possibile modalità di funzionamento e di conseguenza ogni possibile stato della macchina a stati finiti della de nG ($V_{statenumber_i}$) può variare rispetto a $V_{statenumber}$ di Δ come riportato nella seguente espressione:

 $V_{statenumber_i \pm 1} = V_{statenumber_i} \pm \Delta$

 Δ è la variazione ammissibile tra due livelli di tensione consecutivi del dc bus, valutata mediante una tecnica per tentativi e validata nel test di configurazione sperimentale, tenendo conto della seguente considerazione: le differenze tra due valori del dc bus associati a due modalità di funzionamento consecutive devono essere non eccessivamente 'piccolo' o 'grande'. La Δ non deve essere piccola, in quanto un cambio improprio della modalità di funzionamento potrebbe essere causato dalle imprecisioni del sistema di campionamento e/o da disturbi esterni, che possono far variare il dc bus. Inoltre, la Δ non deve essere grande, poiché in questo caso i PEC dei nodi funzioneranno in configurazioni molto diverse, alcuni con bassa tensione e alta corrente, altri con alta tensione e basse correnti, questo si tradurrà in bassa efficienza e possibili guasti per i convertitori. Considerando la procedura di implementazione proposta nei riferimenti [49], [50]ciascuna soglia è stata verificata anche con l'ausilio di un flusso di carico DC utilizzando una modalità prioritizzata per massimizzare l'uso di RES. Come descritto precedentemente, il cambiamento di stato e di conseguenza la modifica della modalità operativa della dc nG avviene al variare della V_{bus} . Nella commutazione tra gli stati è stata inserito un ciclo di isteresi in modo da evitare eventuali cambiamenti di stato dovuti ad errori di misura e soprattutto, una volta che la V_{bus} ha raggiunto il valore prefissato (V_{statenumber}) tale per cui la macchina a stati induce il cambiamento tale valore permanga per un certo lasso di tempo. Quindi, ad esempio, partendo dallo stato i, una volta raggiunta la Vstatenumber_i±1 il cambiamento di stato, nella macchina a stati finiti della dc nG, avviene se e soltanto se la V_{bus} raggiunge il valore $V_{statenumber i+1} \pm \varepsilon$ come mostrato in Figura 58.

Per completare la macchina a stati, è necessario definire un insieme di eventi di transizione per ogni stato. Per ogni evento di transizione, uno degli altri stati deve essere scelto come stato successivo. Ogni evento di transizione fa sì che lo stato del sistema si sposti dallo stato corrente a uno stato diverso o successivo.

8.4 Implementazione delle logiche di controllo: NODO MS

Il primo passo nella creazione di una macchina a stati è decidere i possibili stati operativi della dc nG. Questi stati e di conseguenza le modalità operative della dc nG dipendono ovviamente dalla configurazione della nG stessa. Quindi, una volta definita la configurazione nell'NMS il Reference Signal Generation, nell'Application Control Layer, stabilisce i valori di riferimento della Vbus per ogni stato in cui si troverà ad operare la dc nG. Partendo dalla configurazione NGO analizziamo la logica di controllo del Nodo MS.

La connessione alle MS avviene quindi, in modo diretto attraverso il convertitore di interfaccia interno, per cui il suo controllo ne implica sia un corretto funzionamento della risorsa dal punto di vista elettrico, nonché la gestione del flusso energetico. In particolare, la MS viene gestita con logica DBS in modalità "*Maximum Power*



Point Trekking" (MPPT) oppure in modalità "*potenza ridotta*". Nella prima modalità, la logica di controllo locale consente l'estrazione della massima potenza mentre in modalità "*potenza ridotta*" l'estrazione della potenza viene limitata ai fini della stabilità del BUS DC (Figura 59).

La tensione di riferimento (V_ref), in ingresso allo schema di controllo locale/interno della MS che verrà discusso in seguito, viene calcolata in base alla modalità operativa definita attraverso la DBS. In modalità DBS MPPT la V_ref, e quindi il punto di lavoro della MS, viene ricavata, in maniera iterativa e dinamica, attraverso il ben noto metodo P&O (Perturba e Osserva) il cui classico flow-chart viene riportato in Figura. Lo schema di controllo locale elaborerà quindi gli opportuni segnali di controllo del dispositivo di interfaccia (DC/DC) affinché il punto di lavoro identificato dalla V_ref_p&O consenta l'utilizzo della massima potenza disponibile fornita dalla MS. Mentre, in modalità DBS PRM, la V_ref corrisponde alla tensione di riferimento definita dalla modalità Master ed il punto di lavoro della MS viene definito dallo schema di controllo locale al fine di assicurare una condizione di equilibrio della tensione del bus DC.



Figura 59 - Modalità di funzionamento della MS

La logica di supervisione viene quindi implementata nel software Ansys Simplorer facendo ausilio della definizione di Macchina a Stati Finiti (SFM). La figura xx mostra quindi la rappresentazione della SFM del modulo MS in accordo alla logica DBS. In particolare, come in ogni dispositivo, è presente lo stato di inizializzazione "init" dove si inizializzano i valori delle variabili di funzionamento (Soglie di tensione, correnti, riferimenti dei loop di controllo, ecc..), questo stato rappresenta che il dispositivo è "alimentato" ma ancora non è in condizioni compatibili al funzionamento. Da questo stato, quando la tensione del BUS supera la minima tensione di funzionamento del dispositivo allora si ha una transazione verso lo stato di " MS_SLAVE ". In questo stato si imposta il valore della variabile $MS_Control_Type = 1$ attivando lo schema di controllo locale "MPPT". Nello stato " MS_SLAVE " si persiste fin tanto che le condizioni operative della nG portano il valore della tensione mae. G3 di 132



del BUS DC a superare il valore identificato dalla soglia " $Vdc_BUS > Vdc_MS_SH_H_lout$ ". Quando questo avviene allora si ha una transazione verso lo stato di "MS_MASTER". In questo stato si imposta il valore della variabile MS_Control_Type =0 attivando lo schema di controllo locale "*Power Reduction Mode*" abilitando quindi il funzionamento a potenza ridotta come meglio specificato in seguito. In questo stato di "MS_MASTER" si persiste fin tanto che le condizioni operative della nG permetteranno nuovamente la gestione della massima potenza estraibile dalla MS. Queste condizioni operative porteranno il valore della tensione del BUS DC a superare il valore identificato dalla soglia "Vdc_BUS < Vdc_MS_M_L_lout" rientrando nuovamente nello stato di "*MS_SLAVE*".



Figura 60 Implementazione SFM-MS

MODULO PEI

Come richiamato in precedenza, il modulo di base si interfaccia con la rete attraverso il convertitore di tipo AC/DC chiamato PEI (Power Electronic Interface). Anche per questo componente si può definire un "layer di gestione", basato su logica DBS, che ne definisce le diverse funzionalità operative, come riportato in Figura 61e specificatamente:

- PEI as Slave High: Si esporta dalla NG verso la rete elettrica a cui il PEI è connesso la massima energia possibile;
- PEI as Master Absorbs: Si assorbe dalla NG e si immette nella rete elettrica a cui il PEI è connesso una quota di energia variabile tale da garantire una condizione di equilibrio del valore della tensione del bus DC;



- PEI as Slave Central: La NG resta in "ascolto" di una richiesta esterna; infatti, in questa modalità può essere abilitata la funzionalità:
 - PEI as External/Remote Power Reference Tracking: La NG scambia con la rete elettrica a cui il PEI è connesso una quota di energia definita da un riferimento;
- PEI as Master Injection: La NG immette nella rete elettrica a cui il PEI è connesso una quota di energia variabile tale da garantire una condizione di equilibrio del valore della tensione del bus DC;
- PEI as Slave Low: Si importa dalla rete elettrica a cui il PEI è connesso verso la NG la massima energia possibile;



Figura 61 Modalità di funzionamento del PEI

La logica di supervisione viene quindi implementata nel software Ansys Simplorer facendo ausilio della definizione di Macchina a Stati Finiti (SFM). In particolare, la Figura 62 mostra quindi la rappresentazione della SFM del modulo PEI in accordo alla logica DBS. In particolare, come in ogni dispositivo, è presente lo stato di inizializzazione "init" dove si inizializzano i valori delle variabili di funzionamento (Soglie di tensione, correnti, riferimenti dei loop di controllo, ecc..), questo stato rappresenta che il dispositivo è "alimentato" ma ancora non è in condizioni compatibili al funzionamento. Da questo stato, quando la tensione del BUS supera la minima tensione di funzionamento del dispositivo allora si ha una transazione verso lo stato di "PEI_SLAVE_LOW". In questo stato si imposta il valore della variabile PEI_Control_Type =1 attivando lo schema di controllo locale "PEI AS SLAVE" aggiornandone le variabili di controllo (riferimenti e constraints dei loop) secondo la modalità "*Maximum Current Inject*", in cui il loop di controllo in corrente locale trasferisce dalla rete elettrica a cui il PEI è connesso verso la NG la massima energia possibile. Da questo stato si transita verso quello di "PEI_Master_Inj" e si aggiorna la variabile PEI_Control_Type =2 attivando lo schema di controllo locale in tensione "PEI AS MASTER" impostando le variabili secondo la modalità ""Control locale in tensione to schema di control locale in tensione to schema di control locale in tensione to control."



del BUS DC della nG al valore di riferimento "V_ref_PEI_Master_Inj". Questo stato viene abbandonato ritornando a quello precedente per valore della tensione di bus inferiore alla soglia <<Vdc_PEI_MI_L_lout>> oppure si transita nello stato di PEI_Slave_Central per valori di bus superiori alla soglia <<PEI_MI_H_lout>>. In questo stato si va in stand by settando la variabile PEI_Control_Type =0 e si rimane in attesa di una possibile richiesta esterna (ext_Ctrl>1). Quando arriva una richiesta esterna (ext_Ctrl>1) si transita nello stato "PEI External Control" attivando lo schema di controllo locale "*Power Tracking*" a cui è passato, come riferimento, il profilo di potenza da asservire come richiesta di scambio tra la nG e la rete elettrica. Da questo stato si rientra in PEI_Slave_Central quando cessa la richiesta esterna (ext_Ctrl<1) oppure se la tensione del bus diventa incompatibile scendendo sotto <<Vdc_PEI_SC_L_lout>> si rientra a sua volta nello stato "PEI_Master_Inj". Avviene quindi una transizione nello stato i "PEI_Master_Abs" quando la tensione sale al di sopra della soglia <<Vdc_PEI_SC_H_lout>>. Nello stato di "PEI_Master_Abs", si attiva lo schema di controllo locale in tensione "PEI AS MASTER" impostando la variabile PEI_Control_Type =3 e le variabili secondo la modalità "PEI_Master_ABS".



Figura 62 Implementazione SFM-PEI

Implementazione delle logiche di controllo: NODO MS

8.5 Source and Hardware Control Layers

Di seguito vengono descritti i due layers, Source and Hardware control layer, che insieme al layer Application Control Layer, descritto nel paragrafo precedente, costituiscono i layers di ogni nodo della dc nG. La caratteristica principale del Source Control Layer è il sistema di controllo in retroazione, come verrà di seguito descritto, while Pag. 66 di 132



the other components support the input and output requirements of the feedback control system. The Source Control Layer implementa molte delle funzioni comuni a tutti i nodi come ad esempio il PLL, il filtraggio della misurazione della corrente e della tensione e i calcoli del controllo della retroazione.

Mentre l' Hardware Control Layer, costituito a sua volta dal Modulator and Switching Logic e PEC, enable the power electronics to behave as a switchmode controlled source and include modulation control and pulse generation. Molte di queste funzioni sono comuni ed indipendenti dall'applicazione finale. The Hardware Control Layer manages everything specific to the power devices. Di seguito si descrivono i controlli adottati per ogni tipologia di nodo presente nella dc nG.

8.5.1 Node Load Control Strategy

Il nodo Load dispone di un PEC dc/ac (PEC_{Load}) che ha la funzionalità di generare una tensione sinusoidale a frequenza e valore RMS pari ai valori nominali di alimentazione dei carichi. Il Reference Signal Generation, ricevuti gli opportuni segnali dall'NMS, invia al Voltage and Current Controller il valore di riferimento della tensione (V_{Load_ref}). Come mostrato in Fig. 6, il Voltage and Current Controller mediante un controllore Proporzionale Integrale (PI) valuta il valore del modulatore d'ampiezza usato per il controllo del PEC_{Load} in funzione dell'errore che si ha tra il valore RMS della tensione generata ed il valore di riferimento V_{Load_ref} .



Figura 63 Control loop of the node Load

La funzione di trasferimento del controllore PI è la seguente:

$$G(s)_{PI} = K_p + K_i \frac{1}{s}$$
⁽⁹⁾



In uscita dal PI si ottiene il valore *ma* che viene moltiplicato per un segnale sinusoidale con frequenza fissa generando, così, il Duty Cycle (DC) dell'inverter secondo la seguente formula:

$$DC = \frac{1}{2}(ma * sin(\omega t) + 1)$$
(10)

8.5.2 Node Grid Control Strategy

Il nodo Grid dispone di un PEC dc/ac (PEC_{Grid}) che collega il de bus della nG alla rete. Il nodo Grid genera una tensione sinusoidale sincrona con quella di rete e governa lo scambio di potenza tra il nodo e la nG così da regolare la tensione sul de bus. Come mostrato in Fig. 7 il Reference Signal Generation del nodo Grid, a seconda dei segnali ricevuti dall'NMS, individua la tipologia di controllo da utilizzare. Il Reference Signal Generation invia al Voltage and Current Controller, due segnali di riferimento, il primo è un riferimento in tensione (V_{bus_ref}) e viene utilizzato per effettuare la regolazione della tensione sul de bus mentre il secondo è un riferimento in potenza (P_{set_point}) e si utilizza per la regolazione della potenza attiva che la nG deve scambiare con la rete.



Figura 64 Control loop of the node Grid

Nello specifico il primo schema di controllo del Voltage and Current Controller utilizza un controllore PI il quale riceve in ingresso l'errore tra V_{bus} ed il valore di riferimento (V_{bus_ref}), restituendo in uscita, mediante la funzione di trasferimento espressa in (9), un valore di corrente continua (I_{ref}). Tale I_{ref} , per la sincronizzazione del *PEC*_{Grid} con la rete, viene moltiplicata per un'onda sinusoidale ottenuta da un'azione di filtraggio della tensione di rete (V_{out}). Tale prodotto genera la nuova corrente di riferimento (I_{ref}) in ingresso ad un controllore Proporzionale Risonante (PR) il quale presenta la seguente funzione di trasferimento:



$$G(s)_{PR} = K_p + K_r \frac{s}{s^2 + \omega^2}$$
(11)

Il PR restituisce una variazione di tensione (ΔV) necessaria per il calcolo del Duty Cycle (DC) del PEC_{Grid} secondo seguente la formula:

$$DC = \frac{1}{2} \left(\frac{(V_{out} + \Delta V)}{V_{bus}} + 1 \right)$$
(12)

Il PR garantisce prestazioni nettamente migliori nel caso di grandezza di natura ondulatoria agendo essenzialmente da filtro per l'errore in ingresso. Mediante l'aggiunta della pulsazione ω è possibile far sì che l'errore venga valutato solamente nell'intorno della frequenza di risonanza. Essenzialmente questo tipo di controllo garantisce un elevato guadagno nell'intorno della frequenza di risonanza mentre fuori da questo intorno il guadagno è trascurabile. Il ruolo di K_p è lo stesso rispetto ad un classico PI mentre dal parametro K_r dipende l'ampiezza dell'intorno della frequenza di risonanza, maggiore è K_r più ampio è tale intorno.

Il secondo schema di controllo del Voltage and Current Controller è simile al precedente, a cambiare è il controllore PI che fornisce il riferimento di corrente per il PR che effettua questa valutazione in funzione dell'errore rispetto al valore desiderato di potenza scambiata. Questa seconda modalità viene attivata dal Reference Signal Generation quando all'NMS e quindi alla dc nG viene richiesto di erogare o assorbire una potenza attiva tramite un setpoint (P_{set_point}).

È opportuno sottolineare come la corrente in uscita dai due PI è limitata in funzione delle specifiche caratteristiche del PEC_{Grid} in termini di valori massimi di corrente e/o di potenza che il nodo Grid può scambiare con la rete.

8.5.3 Node Energy Storage System Control Strategy

Il nodo ESS dispone di un PEC dc/dc (PEC_{ESS}) che collega il dc bus della nG al sistema di accumulo. Il Reference Signal Generation del nodo ESS, come mostrato in Fig. 8, a seconda dei segnali ricevuti dall'NMS individua lo schema di controllo del Voltage and Current Controller da utilizzare.





Definizione dei sistemi di controllo (BMS, BCS e NMS) in funzione della configurazione Rapporto Tecnico – D4.6

Figura 65 Control loop of the node ESS

Il Voltage and Current Controller del nodo ESS è costituito principalmente da tre PI. I primi due PI operano in parallelo e forniscono in uscita due valori di corrente, I_{ref} e I_{ESS_ref} , rispettivamente. Il valore di corrente con modulo minore è fornito come riferimento al terzo PI il quale, valutando la differenza con la corrente scambiata tra nG e storage, restituisce in uscita il valore del duty cycle per il Modulator Switching Logic del PEC_{ESS}. Lo stato di carica dell'accumulo è funzionale alla scelta, da parte del Reference Signal Generation, della corrente di riferimento da utilizzare. In particolare, il primo PI valuta la differenza tra la tensione del dc bus effettiva (V_{bus}) e quella di riferimento (V_{bus_ref}). Mentre il secondo PI, in contemporanea al primo, valuta la differenza tra la tensione dell'accumulo (V_{out}) ed il valore di riferimento corrispondente alla carica completa (V_{ESS_ref}).

Node PV Control Strategy

Il nodo PV dispone di un PEC dc/dc (PEC_{PV}) che collega il dc bus della nG al generatore fotovoltaico. Come mostrato in Fig. 9, il Reference Signal Generation del nodo PV, a seconda dei segnali ricevuti dall'NMS, individua lo schema di controllo del Voltage and Current Controller da utilizzare.





Definizione dei sistemi di controllo (BMS, BCS e NMS) in funzione della configurazione Rapporto Tecnico – D4.6

Figura 66 Control loop of node PV

Come nei casi precedenti il Voltage and Current Controller dispone di due anelli di controllo che devono interagire tra loro. Nello specifico il cambio di schema di controllo è governato dal Reference Signal Generation del nodo ESS, il quale, come descritto nel paragrafo precedente, a seconda del valore di V_{bus} impone al PEC_{PV} di operare nel MPP oppure è necessario modulare la produzione regolando la tensione sul dc bus.

9 IMPLEMENTAZIONE DEI MODELLI IN AMBIENTE ANSYS SIMPLORER

L'architettura del modulo di base della nG è mostrata in Figura 2 ed è definita in modo da renderla autonoma e funzionante nella maggior parte delle applicazioni mentre con i moduli aggiuntivi se ne aumentano le capacità come già ampiamente descritto in D4.1. La composizione di base prevede una connessione ad una micro-sorgente di energia rinnovabile (PV o mini eolico), l'interfaccia di connessione alla rete elettrica Nazionale (PEI) ed il sistema di controllo e gestione che è capace anche di ricevere e gestire richieste da remoto attraverso la rete internet.





Figura 67

La connessione alle MS avviene in modo diretto ovvero con una connessione elettrica al bus DC senza l'utilizzo di altri convertitori per cui l'utilizzo della MS avviene attraverso il DC/DC interno ed il suo controllo ne implica sia un corretto funzionamento della risorsa dal punto di vista elettrico, nonché la gestione del flusso energetico. In particolare, la MS può essere gestita in modalità Maximum Power Point Trekking (MPPT) dove la logica di controllo ne consente l'estrazione della massima potenza oppure in modalità Potenza ridotta in cui l'estrazione della potenza viene limitata ai fini della stabilità del BUS DC.

9.1 Modello configurazione NG1

La configurazione Nanogrid #1 (Figura 68) rappresenta la configurazione di base della NG e considera l'accoppiamento di un impianto fotovoltaico con la rete (PEI) e un solo sistema di accumulo di tipo Litio. L'analisi proposta intende valutare la risposta dinamica dell'interazione tra i sistemi componenti la NG governati dalla DBS rappresentata in Figura 69 con i valori delle soglie di intervento specificati nella rispettiva Tabella. Si è quindi considerato uno scenario che prevede il PV in uno stato di produzione e un carico di tipo a rampa di corrente che parte a 0.4 s e arriva a circa 20 A in 0.05 s.



Figura 68 Configurazione NG1 in ambiente Simplorer




Valori isteresi funzionalità Master

Figura 69 Valori isteresi funzionalità MASTER NG1

NG1	Funzionalità Master			
PEI	Absorbs Vref_PEI_M_ABS= 415 Vdc;	PEI_M_ABS_lock-in_High= 410 Vdc; PEI_M_ABS_lock-out_High= 435 Vdc; PEI_M_ABS_lock-in_Low= 420 Vdc;		
	Inject Vref_PEI_M_INJ= 385 Vdc;	PEI_M_ABS_lock-out_Low = 395 Vdc; PEI_M_INJ_lock-in_High= 380 Vdc; PEI_M_ INJ_lock-out_High= 405 Vdc;		
		PEI_M_ INJ_lock-in_Low= 375 Vdc; PEI_M_ INJ_lock-out_ Low = - Vdc;		
Lithium Battery	Absorbs/Inject Vref_LTH_M_ABS/INJ= 400 Vdc;	LTH_M_ABS/INJ_lock-in_High= 395 Vdc; LTH_M_ABS/INJ_lock-out_High= 420 Vdc;		
		LTH_M_ABS/INJ_lock-in_Low= 405 Vdc; LTH_M_ABS/INJ_lock-out_Low= 380 Vdc;		



Figura 70Andamento delle potenze NG1









Figura 72 Valori della tensione del Bus DC NG1



L'analisi del sistema NG può essere fatta valutando l'andamento del BUS DC (Figura 72) in relazione agli stati Master/slave (Figura 71) assunti dai vari sottosistemi con i rispettivi valori di potenza (Figura 70). La tensione del BUS, nella parte iniziale, si assesta al valore di riferimento del sistema Litio (400 Vdc) che si porta nello stato di Master assorbendo l'energia prodotta dal sistema PV. Al tempo t=0.4 il sistema viene perturbato dall'azione del carico che viene alimentato sia dal PV che dal sistema Litio per la restante parte. In questo scenario il sistema Litio nella prima parte assorbe la produzione del PV e nella seconda parte provvede a fornire la restante energia richiesta dal carico e rimanendo sempre nello stato di master mantiene la tensione del BUS DC a 400V.

9.2 Modello configurazione NG2

In questa configrazione Nanogrid #2 si è considerato l'accoppiamento di un impianto fotovoltaico con la rete (PEI) e i sistemi di accumulo a Litio e Supercap. Si è considerato un carico con una rampa di corrente che parte a 0.3 s e arriva a circa 10 A in 0.05 s. Si presenta in Figura 75 l'andamento della tensione del BUS.



Figura 73 Configurazione NG2 in ambiente Simplorer





Figura 74 Valori isteresi funzionalità MASTER NG2

NG2	Fu	nzionalità Master		
PEI	Absorbs Vref_PEI_M_ABS= 430 Vdc;	PEI_M_ABS_lock-in_High= 425 Vdc; PEI_M_ABS_lock-out_High= 450 Vdc;		
		PEI_M_ABS_lock-in_Low= 435 Vdc; PEI_M_ABS_lock-out_ Low = 410 Vdc;		
	Inject Vref_PEI_M_INJ= 370 Vdc;	PEI_M_INJ_lock-in_High= 365 Vdc; PEI_M_ INJ_lock-out_High= 390 Vdc;		
		PEI_M_ INJ_lock-in_Low= 375 Vdc; PEI_M_ INJ_lock-out_ Low = - Vdc;		
Lithium Battery	Absorbs Vref_LTH_M_ABS= 415 Vdc:	LTH_M_ABS_lock-in_High= 410 Vdc; LTH_M_ABS_lock-out_High= 435 Vdc;		
	vic,	LTH_M_ABS_lock-in_Low= 420 Vdc; LTH_M_ABS_lock-out_Low = 395 Vdc;		
	Inject Vref_LTH_M_INJ= 385 Vdc;	LTH_M_INJ_lock-in_High= 410 Vdc; LTH_M_INJ_lock-out_High= 435 Vdc;		
		LTH_M_INJ_lock-in_Low= 420 Vdc; LTH_M_INJ_lock-out_Low = 395 Vdc;		
Super Cap	Absorbs/Inject Vref_SC_M_ABS/INJ= 400 Vdc;	SC_M_ABS/INJ_lock-in_High= 395 Vdc; SC_M_ABS/INJ_lock-out_High= 420 Vdc;		
		SC_M_ ABS/INJ _lock-in_Low= 405 Vdc; SC_M_ ABS/INJ_lock-out_ Low = 380 Vdc;		





Figura 75: Andamento tensione BUS

È possibile notare come dopo l'intervento del carico la tensione del BUS passa da una tensione di circa 400 V ad una tensione di 385 V. In Figura 76 si presenta il comportamento della macchina stati relativa ai diversi componenti della NG 2, in funzione dell'andamento della tensione del BUS.



Figura 76: Andamento degli SFM delle macchine stato

Prima del carico, il supercap agisce da master con set point di tensione impostato a 400 V mentre la Litio si presenta nello stato di Slave Central rimanendo inattiva. Dopo l'azione del carico invece, la Litio entra in modalità Master Injection con set point a 385 Vdc e il Supercap entra in modalità slave low. In Figura 77, si presenta l'andamento delle potenze relativo ai diversi componenti della NG#2.





Definizione dei sistemi di controllo (BMS, BCS e NMS) in funzione della configurazione Rapporto Tecnico – D4.6

Figura 77: Andamento potenze dei diversi componenti della NG2

A valle del carico è possibile notare che il carico richiede circa 15.5 kW di potenza che viene fornita da PV (4.45 kW), accumulo a Litio (3.9 kW) e supercap (7.4 kW). Il PEI per differenza risulta erogare una quota di circa 369 W.

9.3 Modello configurazione NG3

La configurazione Nanogrid #3 considera l'accoppiamento di un impianto fotovoltaico con la rete (PEI) e i sistemi di accumulo a Supercap e Flow Battery come è possibile vedere in Figura 78



Figura 78 Configurazione NG3 in ambiente Simplorer



L'intervento dei diversi dispositivi e quindi le diverse funzionalità Master/Slave sono orchestrati seguendo la logica DBS. Nella figura seguente vengono riportate le funzionalità "Master", per ogni singolo dispositivo, in funzione della tensione del bus DC, gli stessi valori vengono esplicitati in Figura 79 per maggiore chiarezza.



Figura 79: Valori isteresi funzionalità MASTER NG3

NG3	Funz	ionalità Master
PEI	Absorbs	PEI_M_ABS_lock-in_High= 440 Vdc;
	Vref_PEI_M_ABS= 445 Vdc;	PEI_M_ABS_lock-out_High= 465 Vdc;
		PEI_M_ABS_lock-in_Low= 450 Vdc;
		PEI_M_ABS_lock-out_ Low = 425 Vdc;
	Inject	PEI_M_INJ_lock-in_High= 350Vdc;
	Vref_PEI_M_INJ= 355 Vdc;	PEI_M_ INJ _lock-out_High= 375 Vdc;
		PEI_M_ INJ_lock-in_Low= 360 Vdc;
		PEI_M_INJ_lock-out_Low = - Vdc;
Lithium	Absorbs	LTH_M_ABS_lock-in_High= 425 Vdc;
Battery	Vref_LTH_M_ABS= 430 Vdc;	LTH_M_ABS_lock-out_High= 450 Vdc;
		LTH_M_ABS_lock-in_Low= 435 Vdc;
		LTH_M_ABS_lock-out_ Low = 410 Vdc;
	Inject	LTH_M_INJ_lock-in_High= 350 Vdc;
	Vref_LTH_M_INJ= 370 Vdc;	LTH_M_INJ_lock-out_High= 375 Vdc;
		LTH_M_INJ_lock-in_Low= 360 Vdc;
		LTH_M_INJ_lock-out_Low = - Vdc;
Flow Battery	Absorbs	FB_M_ABS_lock-in_High= 410 Vdc;
	Vref_FB_M_ABS= 415 Vdc;	FB_M_ABS_lock-out_High= 435 Vdc;
		FB_M_ABS_lock-in_Low= 420 Vdc;
		FB_M_ABS_lock-out_ Low = 395 Vdc;
	Inject	FB_M_INJ_lock-in_High= 380 Vdc;
	Vref_FB_M_INJ= 385 Vdc;	FB_M_INJ_lock-out_High= 405 Vdc;
		FB_M_INJ_lock-in_Low= 390 Vdc;
		FB_M_INJ_lock-out_ Low = 365 Vdc;
Super Cap	Absorbs/Inject	SC_M_ABS/INJ _lock-in_High= 395 Vdc;
	Vref_SC_M_ABS/INJ= 400 Vdc;	SC_M_ ABS/INJ_lock-out_High= 420 Vdc;
		SC_M_ ABS/INJ _lock-in_Low= 405 Vdc;
		SC_M_ABS/INJ_lock-out_Low = 380 Vdc;





Figura 80: Andamento potenze dei diversi componenti della NG2

In Figura 80, vengono riportati i flussi di potenza della configurazione Nanogrid #3 considerando una produzione da fotovoltaico di circa 3.0-3.2kw di picco ed un carico di pari potenza. In particolare, per i primi 0.8 s, dove il carico risulta nullo, la produzione del fotovoltaico viene assorbita in parte dal SC per circa 1.8 kW che si trova nello stato di "slave H"(Figura 81) mentre la restante parte viene assorbita dalla FB che trovandosi nello stato di "Master ABS" mantiene la tensione del bus alla sua tensione di riferimento di 415V (Figura 81). Superati gli 0.8 s il carico si porta ad un assorbimento di circa 3kW che viene coperto dal PV e per la restante parte dal SC Figura 80)che rientrando nello stato di Master riporta la tensione a 400 V mentre la FB si riporta nello stato di SC non scambiando energia. Infine, a circa 1.3 s, si verifica un abbassamento della produzione da PV che viene compensata dall'intervento della FB in supporto al SC.





Definizione dei sistemi di controllo (BMS, BCS e NMS) in funzione della configurazione Rapporto Tecnico – D4.6

Figura 81: Andamento degli SFM delle macchine stato per la NG3

Nelle figure seguenti vengono riportati i segnali di controllo dei loop interni di corrente per i sistemi SC e FB. In particolare, in verde è riportato il segnale di riferimento che nello stato di master viene elaborato dinamicamente dal loop di controllo esterno e negli stati di slave assume un valore costante (+/-50A), mentre in rosso viene riportata la rispettiva misura di corrente.



Figura 82: Andamento dell'output del PID relativo agli stati di Master la batteria a flusso







9.4 Modello configurazione NG4

La configurazione Nanogrid #4, rappresentata in Figura 84considera l'utilizzo del sistema P2H a supporto del sistema a Supercap e del sistema Fotovolatico accoppiato con la rete (PEI). L'introduzione del sistema P2H è collegato per tramite di un doppio stato di convertitori DC/DC sul bus a 100V dc del DAB che a sua volta si collega al BUS 400 V dc della NG4. In Figura 86 e Figura 87 vengono riportate la configurazione DBS e le



relative soglie di intervento rispettivamente. Per valutare la risposta dinamica, si è considerato un carico con una rampa di corrente che parte a 0.3 s e arriva a 40 A in 0.05 s.



Figura 84: Configurazione NG4 in ambiente Simplorer



Figura 85: Valori isteresi funzionalità MASTER NG4

Tabella 9				
NG4	Funzionalità Master			
PEI	Absorbs PEI_M_ABS_lock-in_High= 425 Vdc Vref_PEI_M_ABS= 430 Vdc; PEI_M_ABS_lock-out_High= 450 Vc PEI_M_ABS_lock-in_Low= 435 Vdc PEI_M_ABS_lock-out_Low= 435 Vdc			
	Inject	PEI_M_INJ_lock-in_High= 365 Vdc;		



Definizione dei sistemi di controllo (BMS, BCS e NMS) in funzione della configurazion	е
Rapporto Tecnico – D4.	6

	Vref_PEI_M_INJ= 370 Vdc;	PEI_M_ INJ _lock-out_High= 390 Vdc;
		PEI_M_INJ_lock-in_Low= 375 Vdc;
		$PEI_M INJ_lock-out_Low = -Vdc;$
Fuel Cel Storage	Absorbs	FC_M_ABS_lock-in_High= 410 Vdc;
System	Vref_FC_M_ABS= 415 Vdc;	FC_M_ABS_lock-out_High= 435 Vdc;
		FC_M_ABS_lock-in_Low= 420 Vdc;
		FC_M_ABS_lock-out_ Low = 395 Vdc;
	Inject	FC_M_INJ_lock-in_High= 380 Vdc;
	Vref_FC_M_INJ= 385 Vdc;	FC_M_INJ_lock-out_High= 405 Vdc;
		FC_M_INJ_lock-in_Low= 390 Vdc;
		FC_M_INJ_lock-out_ Low = 365 Vdc;
Super Cap	Absorbs/Inject	SC_M_ ABS/INJ _lock-in_High= 395 Vdc;
	$Vref_SC_M_ABS/INJ = 400$	SC_M_ ABS/INJ_lock-out_High= 420 Vdc;
	Vdc;	SC M ADS/INIT Is als in Land 405 Mart
		SC_W ABS/INJ_IOCK-IN_LOW= 405 VdC;
		SC_M_ABS/INJ_lock-out_Low = 380 Vdc;

La Figura 86 mostra l'andamento dei flussi di potenza di questa configurazione in risposta alla variazione di carico e di produzione da PV.



Figura 86: Andamento potenze per NG4





Definizione dei sistemi di controllo (BMS, BCS e NMS) in funzione della configurazione Rapporto Tecnico – D4.6

Figura 87: Andamento degli SFM delle macchine stato per la NG4

9.5 Modello configurazione NG5

La Figura 88riporta la configurazione Nanogrid #5 che aggiunge alla configurazione precedente (Ng4) il sistema di storage a litio per garantire maggiore supporto al sistema Super Cap e P2H. Le Figura 89, Figura 90 e riportano la configurazione DBS con le relative soglie di intervento. Per valutare la risposta dinamica, si è considerato un carico con una rampa di corrente che parte a 0.3 s e arriva a 40 A in 0.05 s.





Figura 88 Configurazione NG5 in ambiente Simplorer



Figura 89: Valori isteresi funzionalità MASTER NG5

Tabella 10				
NG5	Funzionalità Master			
PEI	Absorbs Vref_PEI_M_ABS= 445 Vdc;	PEI_M_ABS_lock-in_High= 450 Vdc; PEI_M_ ABS _lock-out_High= 465 Vdc;		
	PEI_M_ABS_lock-in_Low= 45 PEI_M_ABS_lock-out_Low =			
	Inject Vref_PEI_M_INJ= 355 Vdc;	PEI_M_INJ_lock-in_High= 350 Vdc; PEI_M_ INJ _lock-out_High= 375 Vdc;		
		PEI_M_ INJ_lock-in_Low= 360 Vdc; PEI_M_ INJ_lock-out_ Low = - Vdc;		
Lithium Battery	Absorbs Vref_LTH_M_ABS= 430 Vdc;	LTH_M_ABS_lock-in_High= 425 Vdc; LTH_M_ABS_lock-out_High= 450 Vdc;		
		LTH_M_ABS_lock-in_Low= 435 Vdc;		



		LTH_M_ABS_lock-out_ Low = 410 Vdc;
	Inject	LTH_M_INJ_lock-in_High= 365 Vdc;
	Vref LTH M INJ= 370 Vdc:	LTH_M_INJ_lock-out_High= 390 Vdc;
		LTH_M_INJ_lock-in_Low= 375 Vdc;
		LTH_M_INJ_lock-out_ Low = 350 Vdc;
Fuel Cel Storage	Absorbs	FC_M_ABS_lock-in_High= 410 Vdc;
System	Vref FC M ABS= 415 Vdc:	FC_M_ABS_lock-out_High= 435 Vdc;
System		
		FC_M_ABS_lock-in_Low= 420 Vdc;
		FC_M_ABS_lock-out_ Low = 395 Vdc;
	Inject	FC_M_INJ_lock-in_High= 380 Vdc;
	Vref FC M INI= 385 Vdc [.]	FC_M_INJ_lock-out_High= 405 Vdc;
	viei_i e_iii_i w= 565 vie,	
		FC_M_INJ_lock-in_Low= 390 Vdc;
		FC_M_INJ_lock-out_ Low = 365 Vdc;
Super Cap	Absorbs/Inject	SC_M_ ABS/INJ _lock-in_High= 395 Vdc;
~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~	Vref SC M ABS/INI= $400$ Vdc:	SC_M_ ABS/INJ_lock-out_High= 420 Vdc;
		SC_M_ ABS/INJ _lock-in_Low= 405 Vdc;
		SC_M_ ABS/INJ_lock-out_ Low = 380 Vdc;



Figura 90: Andamento potenze per NG4





Definizione dei sistemi di controllo (BMS, BCS e NMS) in funzione della configurazione Rapporto Tecnico – D4.6

Figura 91: Andamento degli SFM delle macchine stato per la NG5

## 9.6 Modello configurazione NG6

La configurazione NG6 introduce un sistema di accumulo termico che consente di trasformare ed accumulare l'energia elettrica in eccesso in energia termica. La trasformazione di energia avviene attraverso l'utilizzo di un sistema a pompa di calore modulabile. L'interazione con la NG viene modellata attraverso un sistema di conversione DC/DC a mezzo ponte che alimenta una resistenza equivalente. Anche il sistema di storage termico viene gestito con logica DBS e interagisce con gli altri sistemi presenti nella configurazione (PV, Super Cap, Litio e PEI). Tuttavia, essendo unidirezionale, può assumere solo gli stati di Master Absorbs o Slave Higth. La Figura 92 riporta la relativa DBS i cui valori sono esplicitati in Tabella 11



Figura 92: Configurazione NG6 in ambiente Simplorer





Figura 93: Valori isteresi funzionalità MASTER NG6

Tabella 11				
NG6	Funzionalità Master			
PEI	Absorbs Vref_PEI_M_ABS= 445Vdc;	PEI_M_ABS_lock-in_High= 440 Vdc; PEI_M_ ABS _lock-out_High= 465 Vdc;		
		PEI_M_ABS_lock-in_Low= 450 Vdc; PEI_M_ABS_lock-out_Low = 425 Vdc;		
	Inject Vref_PEI_M_INJ= 370Vdc;	PEI_M_INJ_lock-in_High= 365 Vdc; PEI_M_ INJ _lock-out_High= 390 Vdc;		
		PEI_M_INJ_lock-in_Low= 375 Vdc; PEI_M_INJ_lock-out_Low = - Vdc;		
Lithium Battery	Absorbs Vref_LTH_M_ABS= 415 Vdc;	LTH_M_ABS_lock-in_High= 410 Vdc; LTH_M_ABS_lock-out_High= 435 Vdc;		
		LTH_M_ABS_lock-in_Low= 420 Vdc; LTH_M_ABS_lock-out_ Low = 395 Vdc;		
	Inject Vref_LTH_M_INJ= 385 Vdc;	LTH_M_INJ_lock-in_High= 380 Vdc; LTH_M_ INJ _lock-out_High= 405 Vdc;		
		LTH_M_INJ_lock-in_Low= 390 Vdc; LTH_M_INJ_lock-out_ Low = 365 Vdc;		
Thermal Storage System	Absorbs Vref_FC_M_ABS= 430 Vdc;	TH_M_ABS_lock-in_High= 425 Vdc; TH_M_ ABS _lock-out_High= 450 Vdc;		
		TH_M_ABS_lock-in_Low= 435 Vdc; TH_M_ABS_lock-out_Low = 410 Vdc;		
	-	-		
Super Cap	Absorbs/Inject Vref_SC_M_ABS/INJ= 400	SC_M_ ABS/INJ _lock-in_High= 395 Vdc; SC_M_ ABS/INJ_lock-out_High= 420 Vdc;		
		SC_M_ABS/INJ_lock-in_Low= 405 Vdc; SC_M_ABS/INJ_lock-out_Low = 380 Vdc;		





Definizione dei sistemi di controllo (BMS, BCS e NMS) in funzione della configurazione Rapporto Tecnico – D4.6

Figura 94: Andamento degli SFM delle macchine stato per la NG6



Figura 95: Andamento potenze per la NG5

La Figura 95 riporta gli andamenti dei flussi di potenza. Nella prima parte, fino a t=0.2s, la potenza generata dal PV viene assorbita per la massima potenza di circa 2 kw dal sistema SC che si trova nello stato di Slave H e dal sistema Litio per la restante parte che trovandosi nello stato di master, mantiene la tensione al suo set point di riferimento di 415 Vdc. All'istante t=0.2s, simulando un distacco del SC per raggiungimento dello stato di carica (SOC=100%), il sistema Litio si porta ad assorbire tutta la potenza generata dal sistema PV. All'istante t=0.4s



viene simulato il raggiungimento di carica del sistema LTH e quindi l'intera potenza del fotovoltaico viene assorbita dal sistema di accumulo termico che passa in modalità Master e porta la tensione del bus alla sua tensione di riferimento di circa 430 Vdc.

#### 9.7 Modello configurazione NG7

La Configurazione NG#7 (Figura 96) propone, insieme al Pei, il sistema PV e lo storage a Litio, l'utilizzo di un sistema di storage idraulico in un contesto cittadino, con l'idea di sfruttare i bacini di raccolta dell'acqua potabile. In particolare, viene sfruttata l'acqua proveniente dai grandi bacini primari di raccolta (che si trovano a quote assai maggiori dalle utenze) e che, per caduta, aziona un piccolo generatore posto al piano terra/seminterrato della struttura servita dalla NG. L'acqua viene quindi immagazzinata in un serbatoio secondario (proprio della struttura) posto anch'esso al piano terra/seminterrato, per poi essere pompata direttamente, a richiesta, nelle varie utenze mediante un'opportuna pompa idraulica alimentata dalla NG. Ciclicamente (giornalmente), il serbatoio secondario si svuoterà per poi approvvigionarsi durante le ore notturne.



Figura 96: Configurazione NG7 in ambiente Simplorer

In questo contesto si ha un flusso energetico in ingresso alla NG, proveniente dal piccolo generatore idraulico, che a differenza del generatore PV, provvede a fornire energia alla NG nelle ore notturne (condizioni ottimali di produzione per il generatore idraulico). Mentre, il pompaggio dal serbatoio secondario alle utenze rappresenta un flusso energetico uscente dalla NG ed essendo "causato" dalla richiesta di acqua potabile dall'utenza risulta del tutto casuale. In questa applicazione, il flusso energetico entrante generato dal generatore idraulico sarà pressoché costante e stabilito a priori risultando non adatto a essere controllato. Anche il flusso energetico uscente, richiesto dal sistema di pompaggio, risulta non adatto al controllo, perché il livello energetico richiesto dalla pompa, dipende dalla richiesta di acqua dell'utenza e quindi non modulabile. Queste Caratteristiche, fanno sì che il sistema di storage idraulico viene considerato come due sottosistemi distinti e non controllabili:



generatore e carico rispettivamente. Ecco perché la logica DBS proposta si occupa di gestire il funzionamento degli altri sistemi (PEI, PV e Litio) in risposta alle azioni del sistema di storage idraulico e la DBS (Figura 100) proposta inizialmente è stata modificata eliminando le funzionalità di Master per il sistema Hydraulic Storage. Le Figure XX1 e XX2 riportano i flussi energetici della configurazione in analisi. In particolare, la Figura XX1 mostra l'azione del generatore idraulico che fornisce energia alla NG e considerando le ore notturne non vi è contributo del PV. Viene inoltre mostrata l'azione del pompaggio generata dalla richiesta di acqua dalle utenze, che ai fini energetici della NG risulta un carico.





Figura 98: Andamento "notturno" potenze per la NG7

La Figura XX2 mostra invece un possibile funzionamento diurno dove è quindi presente la produzione del sistema PV e l'azione del pompaggio.









Figura 100: Valori isteresi funzionalità MASTER NG7



NG7	Funz	zionalità Master
PEI	Absorbs Vref_PEI_M_ABS= 415 Vdc;	PEI_M_ABS_lock-in_High= 410 Vdc; PEI_M_ABS_lock-out_High= 435 Vdc;
		PEI_M_ABS_lock-in_Low= 420 Vdc; PEI_M_ABS_lock-out_ Low = 395 Vdc;
	Inject Vref_PEI_M_INJ= 370 Vdc;	PEI_M_INJ_lock-in_High= 365 Vdc; PEI_M_ INJ _lock-out_High= 390 Vdc;
		PEI_M_ INJ_lock-in_Low= 375 Vdc; PEI_M_ INJ_lock-out_ Low = - Vdc;
Lithium Battery	Absorbs/Inject Vref_LTH_M_ABS/INJ= 400 Vdc;	SC_M_ ABS/INJ _lock-in_High= 395 Vdc; SC_M_ ABS/INJ_lock-out_High= 420 Vdc; SC_M_ ABS/INJ _lock-in_Low= 405 Vdc; SC_M_ ABS/INJ_lock-out_ Low = 380 Vdc;
Hydraulic	-	-
Storage System	-	-

# **10** Analisi dei risultati numerici

L'implementazione delle diverse configurazioni delle NG (1-7) in ambiente simulativo Ansys Simplorer è stata eseguita con lo scopo di analizzare l'interazione tra i diversi sistemi componenti le NG. Tale analisi ha quindi permesso, in primo luogo, di definire i livelli di tensione di riferimento (Vref) per la funzionalità Master di ogni singolo sistema, che sono alla base del funzionamento della strategia di supervisione e controllo DBS, e per ogni singola configurazione. Successivamente, in fase di simulazione è emersa l'esigenza di introdurre ulteriori livelli di tensione per assicurare transizioni di stato Mater/Slave maggiormente stabili. In questo modo le transizioni, in uscita/entrata da valori crescenti/decrescenti di tensione del BUS DC, avvengono con un funzionamento ad isteresi.

Successivamente è stato possibile eseguire una taratura dei sistemi di controllo dei singoli sistemi per far fronte alle "instabilità" indotte dall'interazione tra i sistemi. Infatti, tale interazione si ripercuote sui sistemi di controllo locale che sono formati da più loop in cascata, richiedendo una taratura con modalità di tipo "trial & error". Inoltre, in questa fase, è emersa l'esigenza di introdurre opportuni valori limitanti i segnali di controllo in uscita dei loop più interni di corrente dipendenti dal diverso stato di funzionamento.

Infine, è stato possibile valutare sulla base di scenari operativi differenti, il bilanciamento di potenze del sistema Nanogrid effettuato a *"runtime"* intrinsecamente dalla logica DBS, anche durante il soddisfacimento di un



eventuale richiesta di un profilo di scambio di potenza con la rete predisposto mediante la ricezione del sistema PEI dall'esterno.

# **11 TEST LABORATORIO**

# **Caratterizzazione Supercap 100V**

Il supercap è stato caratterizzato in carica e scarica, utilizzando la configurazione circuitale illustrata in Figura 101. Un generatore a tensione costante è collegato al supercap, con in serie una resistenza da 22,45 $\Omega$ /500W. Per passare dalla condizione di carica a quella di scarica, sono stati impiegati due interruttori (S_carica ed S_scarica). Come schematizzato, durante la fase di carica, l'interruttore S_carica è chiuso e S_scarica è aperto, mentre durante la fase di scarica, l'interruttore S_carica è chiuso. La tensione del generatore è di 100V. La costante di tempo del circuito è  $\tau$ =R*C=30,87 minuti.



Figura 101:Schema circuitale per la caratterizzazione di carica e scarica del supercap



Sono state acquisite la tensione ai capi del supercap e la corrente che attraversa il supercap, come schematizzato nella Figura 102. Nelle Figura 103 sono riportate la tensione e la corrente ai capi del supercap durante la fase di carica e di scarica, rispettivamente. Come si osserva dalle figure, la fase di carica ha una durata maggiore rispetto alla fase di scarica, in cui hanno un ruolo rilevante anche i componenti parassiti del supercap, come la resistenza parallelo e il circuito di bilanciamento, i quali determinano un aumento della velocità di scarica.



Figura 102 Andamento della tensione e corrente ai capi del supercap durante la fase di carica





Definizione dei sistemi di controllo (BMS, BCS e NMS) in funzione della configurazione Rapporto Tecnico – D4.6

Figura 103: Andamento della tensione e corrente ai capi del supercap durante la fase di scarica

## Test sperimentali nanogrid

Le configurazioni di nanogrids testate sono riportate nelle **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** e **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**, rispettivamente NG1 e NG2. La NG1 in Figura 104 è dotata di un impianto fotovoltaico da 3kW, un sistema di accumulo a Litio da 200V e 16kWh, carichi critici per una potenza complessiva di 3kW, interfaccia con la rete di potenza 3kW. Il DC bus è a tensione nominale di 400V. La NG2 in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** è dotata di un sistema di accumulo a Litio da 50V e 4kWh, un supercap da 100V e 82,5F, carichi critici per una potenza complessiva di 3kW, interfaccia con la rete di potenza di 200V. In entrambe le NG, ciascun dispositivo è interfacciato al DC bus con opportuno convertitore DC/DC o DC/AC.





Figura 104: Configurazione nanogrid 1



Figura 105: Configurazione nanogrid 2

Nelle Tabella 12 e Tabella 13 sono riportate le modalità di funzionamento di ciascun convertitore delle NG1 e NG2 in funzione della tensione del DC bus, definite dalla logica DBS implementata. Inoltre, è indicato per ciascuna modalità di funzionamento il convertitore master, che impone la tensione sul DC bus. Dalla Tabella 12si può osservare che l'impianto fotovoltaico della NG1 opera sempre in MPPT tranne che nella modalità di funzionamento in cui risulta essere il master e regola la tensione del DC bus a 425V. In questa modalità di funzionamento, il sistema di accumulo a Litio assorbe la massima potenza, oppure regola la carica oppure è già carico, la NG1 può essere disconnessa da rete oppure c'è una richiesta di assorbimento o immissione in rete. Il sistema di accumulo a Litio: regola la tensione del DC bus in erogazione a 365V (quando la rete è disconnessa oppure c'è una richiesta da parte dell'aggregatore, in assorbimento o immissione); non opera né in erogazione,



né in assorbimento, quando il DC bus è regolato dal PEI in assorbimento dalla rete (380V); regola la tensione del DC bus a 395V, caricando il sistema di accumulo (in questo caso possiamo essere disconnessi da rete, oppure abbiamo una richiesta da parte dell'aggregatore, in assorbimento o immissione); assorbe la massima potenza o è già carica o in regolazione di carica, quando il surplus di produzione dell'impianto fotovoltaico è immesso in rete (410V) o quando siamo disconnessi da rete e non è possibile sfruttare tutto il surplus di produzione dell'impianto fotovoltaico (425V), oppure c'è una richiesta da parte dell'aggregatore in assorbimento o immissione (425V).

Tabella 12: Modalità di funzionamento della NG1 (logica DC Bus Signaling).

MASTER	Lithium battery	PEI	Lithium battery	PEI	PV
	365V	380V	395V	410V	425V
PEI	- Assorbe Immette	Assorbe da rete	- Assorbe Immette	Immette in rete	- Assorbe Immette
PV	MPPT	MPPT	MPPT	MPPT	Vcostante
				Assorbe Pmax	Assorbe Pmax
<b></b>	Eroga	_	Assorbe	Regola la carica	Regola la carica
BATTERY	2.354			Accumulo carico	Accumulo carico

Dalla Tabella 13, è possibile osservare che la NG2 non avendo una sorgente come il fotovoltaico, normalmente, non immette in rete, se non vi è una richiesta da parte dell'aggregatore. La NG2 opera con PEI da master converter in assorbimento da rete (365V), quando è necessario alimentare i carichi critici, il supercapacitore e il sistema di accumulo a Litio erogano la massima potenza, regolano la scarica oppure sono scarichi. Nella NG2 il PEI non opera da master converter in immissione in rete, in quanto non è presente una sorgente. Il sistema di accumulo a Litio opera: da master converter in erogazione (380V), quando si è disconnessi da rete per alimentare i carichi oppure se è presente una richiesta dell'aggregatore in assorbimento o immissione, il supercapacitore eroga la massima potenza, regola la scarica oppure è scarico; da master converter in assorbimento quando è presente una richiesta dell'aggregatore in assorbimento da rete, il supercapacitore assorbe la massima potenza, regola la carica oppure è carico. In fine, il supercapacitore è master converter (395V) regolando il DC bus in assorbimento o erogazione, quando non siamo connessi alla rete e dobbiamo alimentare i carichi critici, oppure è presente una Pae. 99 di 132



richiesta dell'aggregatore in assorbimento o immissione. In questa modalità il sistema di accumulo a Litio non opera né in erogazione, né in assorbimento.

MASTER	PEI	Lithium battery	Supercapacitor	Lithium battery
	365V	380V	395V	410V
PEI	Assorbe da rete	- Assorbe Immette	- Assorbe Immette	Assorbe da rete
	Eroga Pmax	Eroga Pmax		Assorbe Pmax
-	Regola la scarica	Regola la scarica	Eroga/assorbe	Regola la carica
Supercapacitor	SC scarico	SC scarico		SC carico
	Eroga Pmax			
	Regola la scarica	Eroga	-	Assorbe
	Accumulo scarico			

#### Tabella 13: Modalità di funzionamento della NG2 (logica DC Bus Signaling).

## 11.1.1 Test NG1

La NG1 è stata testata in diverse condizioni operative. Quindi sono stati condotti diversi test di funzionamento in cui l'impianto fotovoltaico ed il sistema di accumulo a Litio, intervengono sulla base delle disponibilità delle sorgenti e dei sistemi di accumulo (presenza di sole, giorno/notte, diverse condizioni ambientali per l'impianto fotovoltaico e SOC per il sistema di accumulo), per soddisfare le esigenze dei carichi critici e dei carichi locali della nanogrid. Sono riportati di seguito i test eseguiti sulla NG1, nelle varie figure riportate e descritte, sono presenti le grandezze elettriche tensione del DC bus (in rosso), tensione AC istantanea di rete (in verde) e tensione AC istantanea dei carichi critici (in blu). Inoltre, sono riportati anche i valori efficaci delle grandezze sinusoidale per ciascun test eseguito. In Figura 106 è riportata la fase di avvio della NG1 mediante il sistema di accumulo (200V) mediante un resistore di precaricato ad un valore di tensione (180V) prossimo a quello del sistema di accumulo (200V) mediante un resistore di precarica, che viene cortocircuitato al raggiungimento di tale tensione, quindi la tensione del DC bus raggiunge quella del BES (questa varia a seconda del SOC del sistema di accumulo, nel caso specifico del test, circa 230V, SOC 95%). Successivamente, si attiva il controllo della tensione del DC bus per essere portata al valore di riferimento di 365V (tensione di riferimento per il convertitore DC/DC del sistema di



accumulo quando è lui a imporre la tensione del DC bus, in erogazione). Raggiunto tale livello di tensione, il convertitore DC/AC dei carichi critici viene avviato gradualmente fino a raggiungere il valore di tensione nominale di 230V/50Hz.



Figura 106 – Test avvio NG1 da sistema di accumulo a Litio, valori istantanei DC bus (in rosso - V) e tensione AC dei carichi critici (in blu -V).



Figura 107: Test avvio NG1 da sistema di accumulo a Litio, valori efficaci delle grandezze sinusoidali.



In Figura 108 è riportata la fase di avvio della NG1 da rete. Il DC bus è precaricato ad un valore di tensione di 180V mediante un resistore di precarica, che viene cortocircuitato al raggiungimento di tale tensione. La tensione del DC bus incrementa sino al raggiungimento di una tensione prossima al picco della tensione di rete (circa 300-325V, tensione di rete che passa attraverso un ponte di diodi e filtrata dai condensatori del DC bus). Successivamente si attiva il controllo della tensione del DC bus per essere portata al valore di riferimento di 380V (tensione di riferimento per il convertitore DC/AC di rete quando è lui a imporre la tensione del DC bus, in assorbimento dalla rete). Raggiunto tale livello di tensione, il convertitore DC/AC dei carichi critici viene avviato gradualmente fino a raggiungere il valore di tensione nominale di 230V/50Hz.



Figura 108: Test avvio NG1 da rete, valori istantanei DC bus (in rosso - V) e tensione AC dei carichi critici (in blu - V).





Definizione dei sistemi di controllo (BMS, BCS e NMS) in funzione della configurazione Rapporto Tecnico – D4.6

Figura 109: Test avvio NG1 da rete, valori efficaci delle grandezze sinusoidali.

In Figura 111 è riportata la fase di avvio della NG1 mediante l'utilizzo dell'impianto fotovoltaico. Il DC bus è precaricato ad un valore di tensione prossimo alla Voc dell'impianto fotovoltaico (nel caso specifico dei test, questa tensione è di 180V, ma può variare in base alla configurazione dell'impianto fotovoltaico) mediante un resistore di precarica, che viene cortocircuitato al raggiungimento di tale tensione, quindi si attiva il controllo della tensione del DC bus per essere portata al valore di riferimento di 425V (tensione di riferimento per il convertitore DC/DC dell'impianto fotovoltaico quando è lui a imporre la tensione del DC bus e non deve operare in MPPT). Tale valore di riferimento viene raggiunto nel caso in cui il fotovoltaico abbia una capacità di produzione maggiore del carico da alimentare. Se tale valore di tensione (425V) non dovesse essere raggiunto allora il fotovoltaico opera in MPPT e la tensione del DC bus sarà data dal bilanciamento tra la produzione e carico da alimentare. Raggiunto tale livello di tensione, il convertitore DC/AC dei carichi critici viene avviato gradualmente fino a raggiungere il valore di tensione nominale di 230V/50Hz.





Definizione dei sistemi di controllo (BMS, BCS e NMS) in funzione della configurazione Rapporto Tecnico – D4.6

Figura 110: Test avvio NG1 da fotovoltaico, valori istantanei DC bus (in rosso - V) e tensione AC dei carichi critici (in blu - V).



Figura 111: Test avvio NG1 da fotovoltaico, valori efficaci delle grandezze sinusoidali.

Sono di seguito riportati i test di funzionamento della NG1, in particolare sono evidenziate le transizioni da una modalità di funzionamento ad un'altra in particolari condizioni. In Figura 113è mostrato l'andamento della tensione di rete (in verde) che viene a mancare, mentre alla NG1 è connesso il sistema di accumulo. In questa



condizione, la NG1 si disconnette dalla rete elettrica e la tensione del DC bus diminuisce (in rosso), passando dai 380V (riferimento di tensione quando a regolare la tensione del DC bus è il convertitore DC/AC che collega la NG1 alla rete in assorbimento da rete) ai 365V (riferimento di tensione per la regolazione del DC bus da parte del convertitore DC/DC che interfaccia il sistema di accumulo alla NG1 in erogazione). La tensione AC sui carichi critici viene mantenuta inalterata (in blu) per garantire continuità nell'alimentazione, grazie al convertitore DC/AC dedicato.



Figura 112: Test NG1 disconnessione rete, valori istantanei del DC bus (in rosso - V), tensione AC di rete (in verde- V) e tensione AC dei carichi critici (in blu - V).



Figura 113: Test NG1 disconnessione rete, valori efficaci delle grandezze sinusoidali.



In Figura 115 è illustrato il caso in cui la rete viene ripristinata. La tensione del DC bus (in rosso) della NG1 è inizialmente regolata dal convertitore DC/DC del sistema di accumulo al valore di riferimento di 365V, quando la di rete viene ripristinata (in verde), quindi dopo il controllo dei parametri di rete (tensione e frequenza), la NG1 si ricollega alla rete elettrica e riporta la tensione del DC bus al valore di riferimento di 380V. Anche in questa fase, la tensione AC sui carichi critici viene mantenuta inalterata (in blu) per garantire continuità nell'alimentazione, grazie al convertitore DC/AC dedicato.



Figura 114: Test NG1 riconnessione rete, valori istantanei del DC bus (in rosso - V), tensione AC di rete (in verde- V) e tensione AC dei carichi critici (in blu- V).





Definizione dei sistemi di controllo (BMS, BCS e NMS) in funzione della configurazione Rapporto Tecnico – D4.6

Figura 115: Test NG1 riconnessione rete, valori efficaci delle grandezze sinusoidali.

In Figura 117 è mostrata la connessione alla NG1 dell'impianto fotovoltaico quando sono già presenti il sistema di accumulo e la rete, quindi i carichi critici sono alimentati. Il DC bus (in rosso) è regolato a 380V dal convertitore DC/AC di r ete in assorbimento per alimentare i carichi critici (tensione di alimentazione in blu). Il sistema di accumulo è connesso, ma non eroga ne assorbe. In queste condizioni, l'impianto fotovoltaico è connesso alla NG1 e inizia a produrre energia (si avvia la regolazione in MPPT), quindi la tensione del DC bus inizia a crescere. L'impianto fotovoltaico raggiunge gradualmente l'MPPT, sino a stabilizzarsi, il DC bus si stabilisce al valore di riferimento di 395V, modalità di funzionamento in cui il convertitore DC/DC del sistema di accumulo mantiene il controllo del DC bus in carica, sfruttando la produzione dell'impianto fotovoltaico. In questa fase, non abbiamo scambio con la rete elettrica in quanto la produzione del fotovoltaico è tutta sfruttata per caricare il sistema di accumulo e alimentare i carichi critici con continuità mediante il convertitore DC/AC dedicato (tensione in blu).



Definizione dei sistemi di controllo (BMS, BCS e NMS) in funzione della configurazione Rapporto Tecnico – D4.6



Figura 116: Test NG1 connessione impianto fotovoltaico, valori istantanei del DC bus (in rosso - V), tensione AC di rete (in verde - V) e tensione AC dei carichi critici (in blu - V).



Figura 117: Test NG1 connessione impianto fotovoltaico, valori efficaci delle grandezze sinusoidali.

In Figura 119 la NG1 opera con sistema di accumulo, rete elettrica (con cui non scambiamo nulla - curva verde), impianto fotovoltaico e carichi critici alimentati (tensione in blu), il DC bus è regolato dal DC/DC del sistema di accumulo al valore di riferimento di 395V (sistema di accumulo in carica). In queste condizioni, il sistema di accumulo non riesce ad assorbire tutto il surplus di produzione dell'impianto fotovoltaico (il sistema di accumulo entra nella fase di regolazione della carica) quindi la tensione del DC bus inizia a crescere (in rosso). La tensione


del DC bus si stabilisce al valore di riferimento di 410V, modalità di funzionamento in cui il convertitore DC/AC di rete immette in rete il surplus di produzione dell'impianto fotovoltaico. In questa fase, i carichi critici sono alimentati con continuità mediante il convertitore DC/AC dedicato (tensione in blu).



Figura 118: Test NG1 immissione in rete surplus di produzione dell'impianto fotovoltaico, valori istantanei del DC bus (in rosso - V), tensione AC di rete (in verde - V) e tensione AC dei carichi critici (in blu - V).



Figura 119: Test NG1 immissione in rete surplus di produzione dell'impianto fotovoltaico, valori efficaci delle grandezze sinusoidali.

La Figura 121 mostra la NG1 che opera con sistema di accumulo carico ed immette in rete il surplus di produzione dell'impianto fotovoltaico, i carichi critici sono alimentati (tensione in blu), la tensione del DC bus (in rosso) è Pag. 109 di 132



regolata al valore di riferimento di 410V dal convertitore DC/AC di rete (tensione AC in verde). In queste condizioni la rete elettrica viene disconnessa, quindi il surplus di produzione dell'impianto fotovoltaico che opera in MPPT, determina l'incremento della tensione del DC bus, fino al raggiungimento del livello per il quale viene disattivato il controllo in MPPT, passando al controllo a tensione costante del DC bus da parte del convertitore DC/DC del fotovoltaico, che regola il DC bus al valore di riferimento di 425V, in modo da erogare la sola potenza necessaria ad alimentare i carichi elettrici (il sistema di accumulo è già carico). I carichi critici sono alimentati mediante il convertitore DC/AC dedicato.



Figura 120: Test NG1 di disconnessione rete in presenza di surplus di produzione dell'impianto fotovoltaico, valori istantanei del DC bus (in rosso - V), tensione AC di rete (in verde - V) e tensione AC dei carichi critici (in blu - V).





Definizione dei sistemi di controllo (BMS, BCS e NMS) in funzione della configurazione Rapporto Tecnico – D4.6

Figura 121: Test NG1 di disconnessione rete in presenza di surplus di produzione dell'impianto fotovoltaico, valori efficaci delle grandezze sinusoidali.

La Figura 123 mostra il comportamento della NG1 che opera in isola, con sistema di accumulo carico, carichi critici alimentati (tensione in blu), convertitore DC/DC dell'impianto fotovoltaico che opera a tensione costante e regola la tensione del DC bus a 425V (in rosso) al fine di limitare la potenza prodotta dall'impianto PV a quella richiesta dai carichi critici, che continuano ad essere alimentati (tensione in blu). In queste condizioni, il carico elettrico viene aumentato, fino a superare la massima potenza che può produrre l'impianto fotovoltaico, quindi la tensione del DC bus decresce, fino a far intervenire il sistema di accumulo, quindi è il convertitore DC/DC del sistema di accumulo ad erogare il deficit di produzione e regolare la tensione del DC bus a 365V (modalità in cui il sistema di accumulo, in scarica, regola il DC bus). Da notare che in questo test le modalità di funzionamento intermedie (410V, 395V e 380V) non sono intervenute nel regolare la tensione del DC bus. In particolare, le modalità 410V e 380V (modalità di regolazione del DC/AC di rete) non sono intervenute perché in questo test la rete elettrica è disconnessa, mentre la 395V è la modalità di regolazione del DC/DC del sistema di accumulo in carica, in questo test non è intervenuta poiché il sistema di accumulo è già carico.





Figura 122: Test NG1 incremento del carico critico durante il funzionamento in isola della NG, valori istantanei del DC bus (in rosso - V), tensione AC di rete (in verde - V) e tensione AC dei carichi critici (in blu - V).



Figura 123: Test NG1 incremento del carico critico durante il funzionamento in isola della NG, valori efficaci delle grandezze sinusoidali.

La Figura 125 illustra il funzionamento in isola della NG1, l'impianto fotovoltaico opera in MPPT, i carichi critici sono alimentati (tensione in blu) e il deficit di produzione è coperto dal sistema di accumulo in erogazione, quindi il DC/DC del sistema di accumulo regola la tensione del DC bus al valore di riferimento di 365V (in rosso). In queste condizioni, vengono disconnessi alcuni carichi, la tensione del DC bus incrementa fino a raggiungere il livello di 395V, riferimento per il DC/DC del sistema di accumulo che interviene a regolare il DC bus con sistema di accumulo in carica utilizzando il surplus di produzione dell'impianto fotovoltaico, il quale continua ad operare in MPPT. Da notare che in questo test la modalità di funzionamento di 380V non è intervenuta nel regolare la



tensione del DC bus, poiché in questo test la rete elettrica è disconnessa. I carichi critici sono alimentati mediante il DC/AC dedicato.



Figura 124: Test NG1 disconnessione dei carichi durante il funzionamento in isola della NG, valori istantanei del DC bus (in rosso - V), tensione AC di rete (in verde - V) e tensione AC dei carichi critici (in blu - V).



Figura 125: NG1 disconnessione dei carichi durante il funzionamento in isola della NG, valori efficaci delle grandezze sinusoidali.



#### 11.1.2 Test NG2

La NG2 su cui sono stati condotti i primi test sperimentali presenta la configurazione riportata in Figura 126In particolare, è presente il solo supercap con convertitore DC/DC, carichi critici con convertitore DC/AC e interfaccia con la rete. Inoltre, sono stati condotti i test sia con tensione nominale del DC bus a 200V che a 400V.



Figura 126: Configurazione di test della NG2

Sono riportati di seguito i test eseguiti sulla NG2, nelle varie figure riportate e descritte, sono presenti le grandezze elettriche tensione del DC bus (in rosso), tensione AC istantanea di rete (in verde) e tensione AC istantanea dei carichi critici (in blu). Inoltre, sono riportati anche i valori efficaci delle grandezze sinusoidale per ciascun test eseguito. In Figura 128 è riportato il primo test condotto con la NG2. La NG2 opera in isola, quindi la tensione del DC bus (in rosso) è regolata dal convertitore DC/DC del supercap, in scarica, al valore di 365V, i carichi critici sono alimentati con continuità dal convertitore DC/AC dedicato (tensione in blu). In queste condizioni viene collegata la rete (tensione in verde), quindi dopo i controlli per verificare la possibilità di riconnessione, la tensione del DC bus aumenta al valore di riferimento di 380V (interfaccia DC/AC con la rete regola il DC bus in assorbimento). La tensione in nero nei grafici è quella del supercap.



Definizione dei sistemi di controllo (BMS, BCS e NMS) in funzione della configurazione Rapporto Tecnico – D4.6



Figura 127: Test NG2 connessione alla rete durante il funzionamento in isola della NG (DC bus 400V), valori istantanei del DC bus (in rosso - V), tensione AC di rete (in verde- V) e tensione AC dei carichi critici (in blu- V).



Figura 128: Test NG2 connessione alla rete durante il funzionamento in isola della NG (DC bus 400V), valori efficaci delle grandezze sinusoidali.



In Figura 130, sono riportati i medesimi test sperimentali con DC bus della nanogrid a 200V. Inizialmente il DC bus (in rosso) è regolato dal convertitore DC/DC del supercap, in scarica, al valore di 182,5V, i carichi critici sono alimentati con continuità dal convertitore DC/AC dedicato (tensione in blu). Quando viene collegata la rete (tensione in verde), la tensione del DC bus aumenta al valore di riferimento di 190V (interfaccia DC/AC con la rete regola il DC bus in assorbimento). La tensione in nero nei grafici è quella del supercap.



Figura 129: Test NG2 connessione alla rete durante il funzionamento in isola della NG (DC bus 200V), valori istantanei del DC bus (in rosso- V), tensione AC di rete (in verde- V) e tensione AC dei carichi critici (in blu- V).





Definizione dei sistemi di controllo (BMS, BCS e NMS) in funzione della configurazione Rapporto Tecnico – D4.6

Figura 130: Test NG2 connessione alla rete durante il funzionamento in isola della NG (DC bus 200V), valori efficaci delle grandezze sinusoidali.

Allo scopo di simulare un incremento di produzione, è stato collegato alla NG2 un generatore controllabile. In Figura 132è mostrato il caso di un incremento di produzione, un surplus di produzione che fa incrementare la tensione del DC bus (in rosso) da 380V a 395V, tensione di riferimento per il convertitore DC/DC del supercap che inizia a caricarsi. La rete è presente (tensione in verde), ma non scambiamo potenza, i carichi critici continuano ad essere alimentati (tensione in blu). La tensione del supercap è mostrata nei grafici con il colore nero.





Definizione dei sistemi di controllo (BMS, BCS e NMS) in funzione della configurazione Rapporto Tecnico – D4.6

Figura 131: Test NG2 incremento di produzione e carica del supercap (DC bus 400V), valori istantanei del DC bus (in rosso- V), tensione AC di rete (in verde- V) e tensione AC dei carichi critici (in blu- V).



Figura 132: Test NG2 incremento di produzione e carica del supercap (DC bus 400V, valori efficaci delle grandezze sinusoidali.





Figura 133: Test NG2 incremento di produzione e carica del supercap (DC bus 200V), valori istantanei del DC bus (in rosso- V), tensione AC di rete (in verde- V) e tensione AC dei carichi critici (in blu- V).



Figura 134: Test NG2 incremento di produzione e carica del supercap (DC bus 200V), valori efficaci delle grandezze sinusoidali.

In Figura 136è mostrato il caso in cui il supercap raggiunge la tensione di 90V (in nero) ed entra nel controllo della carica, quindi il convertitore DC/DC del supercap non riesce a regolare la tensione del DC bus (in rosso) al Pag. 119 di 132



valore di 395V. La tensione del DC bus aumenta e il surplus è immesso in rete (tensione di rete in verde), il convertitore DC/AC di rete regola la tensione del DC bus in immissione al valore di 410V. I carichi critici continuano ad essere alimentati con continuità (tensione in blu).



Figura 135: Test NG2 regolazione carica del supercap ed immissione in rete (DC bus 400V), valori istantanei del DC bus (in rosso- V), tensione AC di rete (in verde- V) e tensione AC dei carichi critici (in blu- V).





Definizione dei sistemi di controllo (BMS, BCS e NMS) in funzione della configurazione Rapporto Tecnico – D4.6

Figura 136: Test NG2 regolazione carica del supercap ed immissione in rete (DC bus 400V), valori efficaci delle grandezze sinusoidali.

In Figura 138 sono riportati i medesimi test sperimentali con DC bus della nanogrid a 200V. Il supercap raggiunge la tensione di 90V (in nero) ed entra nel controllo della carica, quindi il convertitore DC/DC del supercap non riesce a regolare la tensione del DC bus (in rosso) al valore di 197,5V. La tensione del DC bus aumenta e il surplus è immesso in rete (tensione di rete in verde), il convertitore DC/AC di rete regola la tensione del DC bus in immissione al valore di 205V. I carichi critici continuano ad essere alimentati con continuità (tensione in blu).





Figura 137: Test NG2 regolazione carica del supercap ed immissione in rete (DC bus 200V), valori istantanei del DC bus (in rosso- V), tensione AC di rete (in verde- V) e tensione AC dei carichi critici (in blu- V).



Figura 138: Test NG2 regolazione carica del supercap ed immissione in rete (DC bus 200V), valori efficaci delle grandezze sinusoidali.

In Figura 140è illustrato il comportamento della NG2 quando sta immettendo in rete il surplus di produzione, la tensione del DC bus (in rosso) è regolata dal convertitore DC/AC di rete in immissione al valore di 410V. In Pag. 122 di 132



questa condizione si ha una riduzione della produzione, quindi la tensione del DC bus decresce. La rete è presente (tensione in verde), quindi il DC bus si assesta al valore di 380V, valore di riferimento del convertitore DC/AC di rete in assorbimento. I carichi critici continuano ad essere alimentati con continuità (tensione in blu). Il supercap (in nero) non interviene in questa fase.



Figura 139: Test NG2 passaggio da una condizione di surplus di produzione ad un deficit di produzione (DC bus 400V), valori istantanei del DC bus (in rosso- V), tensione AC di rete (in verde- V) e tensione AC dei carichi critici (in blu- V).



Figura 140: Test NG2 passaggio da una condizione di surplus di produzione ad un deficit di produzione (DC bus 400V), valori efficaci delle grandezze sinusoidali.



In Figura 142sono riportati i medesimi test sperimentali con DC bus della nanogrid a 200V. Inizialmente si sta immettendo in rete il surplus di produzione, la tensione del DC bus (in rosso) è regolata dal convertitore DC/AC di rete in immissione al valore di 205V. In questa condizione si ha una riduzione della produzione, quindi la tensione del DC bus decresce. La rete è presente (tensione in verde), quindi il DC bus si assesta al valore di 190V, valore di riferimento del convertitore DC/AC di rete in assorbimento. I carichi critici continuano ad essere alimentati con continuità (tensione in blu). Il supercap (in nero) non interviene in questa fase.



Figura 141: Test NG2 passaggio da una condizione di surplus di produzione ad un deficit di produzione (DC bus 200V), valori istantanei del DC bus (in rosso- V), tensione AC di rete (in verde- V) e tensione AC dei carichi critici (in blu- V).





Definizione dei sistemi di controllo (BMS, BCS e NMS) in funzione della configurazione Rapporto Tecnico – D4.6

Figura 142: Test NG2 passaggio da una condizione di surplus di produzione ad un deficit di produzione (DC bus 200V), valori efficaci delle grandezze sinusoidali.

In Figura 144 è mostrato il distacco di rete in condizioni di deficit di produzione. La tensione del DC bus (in rosso) è inizialmente regolata dal DC/AC di rete in prelievo (380V). In questa condizione la rete elettrica viene disconnessa (tensione in verde). La tensione del DC bus decresce fino a far intervenire il supercap (tensione in nero). Quindi il convertitore DC/DC del supercap, in scarica, regola la tensione del DC bus al valore di 365V. I carichi critici continuano ad essere alimentati con continuità (tensione in blu) mediante il DC/AC dedicato.







Figura 143: Test NG2 disconnessione rete in condizioni di deficit di produzione (DC bus 400V), valori istantanei del DC bus (in rosso- V), tensione AC di rete (in verde- V) e tensione AC dei carichi critici (in blu- V).



Figura 144: Test NG2 disconnessione rete in condizioni di deficit di produzione (DC bus 400V), valori efficaci delle grandezze sinusoidali.



In Figura 146 sono riportati i medesimi test sperimentali con DC bus della nanogrid a 200V. La rete è disconnessa in condizioni di deficit di produzione. La tensione del DC bus (in rosso) è inizialmente regolata dal DC/AC di rete in prelievo (190V). In questa condizione la rete elettrica viene disconnessa (tensione in verde). La tensione del DC bus decresce fino a far intervenire il supercap (tensione in nero). Quindi il convertitore DC/DC del supercap, in scarica, regola la tensione del DC bus al valore di 182,5V. I carichi critici continuano ad essere alimentati con continuità (tensione in blu) mediante il DC/AC dedicato.



Figura 145: Test NG2 disconnessione rete in condizioni di deficit di produzione (DC bus 200V), valori istantanei del DC bus (in rosso- V), tensione AC di rete (in verde- V) e tensione AC dei carichi critici (in blu- V).





Definizione dei sistemi di controllo (BMS, BCS e NMS) in funzione della configurazione Rapporto Tecnico – D4.6

Figura 146: Test NG2 disconnessione rete in condizioni di deficit di produzione (DC bus 200V), valori efficaci delle grandezze sinusoidali.



# **12 BIBLIOGRAFIA**

- [1] E. Hossain, E. Kabalci, R. Bayindir, and R. Perez, "Microgrid testbeds around the world: State of art," *Energy Convers. Manag.*, vol. 86, pp. 132–153, Oct. 2014, doi: 10.1016/j.enconman.2014.05.012.
- I. Cvetkovic *et al.*, "A testbed for experimental validation of a low-voltage DC nanogrid for buildings," in 2012 15th International Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC), Sep. 2012, p. LS7c.5-1-LS7c.5-8. doi: 10.1109/EPEPEMC.2012.6397514.
- [3] S. Moussa, M. J.-B. Ghorbal, and I. Slama-Belkhodja, "Bus voltage level choice for standalone residential DC nanogrid," *Sustain. Cities Soc.*, vol. 46, p. 101431, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.scs.2019.101431.
- [4] S. Ali, Z. Zheng, M. Aillerie, J.-P. Sawicki, M.-C. Péra, and D. Hissel, "A Review of DC Microgrid Energy Management Systems Dedicated to Residential Applications," *Energies*, vol. 14, no. 14, p. 4308, Jul. 2021, doi: 10.3390/en14144308.
- [5] A. Werth, N. Kitamura, and K. Tanaka, "Conceptual Study for Open Energy Systems: Distributed Energy Network Using Interconnected DC Nanogrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 4, pp. 1621–1630, Jul. 2015, doi: 10.1109/TSG.2015.2408603.
- [6] G. Liu, A. Khodamoradi, P. Mattavelli, T. Caldognetto, and P. Magnone, "Plug and Play DC-DC Converters for Smart DC Nanogrids with Advanced Control Ancillary Services," in 2018 IEEE 23rd International Workshop on Computer Aided Modeling and Design of Communication Links and Networks (CAMAD), Sep. 2018, pp. 1–6. doi: 10.1109/CAMAD.2018.8514976.
- [7] D. Burmester, R. Rayudu, W. Seah, and D. Akinyele, "A review of nanogrid topologies and technologies," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 67, pp. 760–775, Jan. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.09.073.
- [8] 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. doi: 10.1002/9781118991978.hces112.
- [9] 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, doi: 10.1093/nsr/nwx009.
- [10] 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, doi: 10.1016/j.electacta.2011.06.039.
- [11] 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, doi: 10.3390/en12010142.
- [12] 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, doi: 10.1109/TIE.2010.2076414.
- [13] 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, doi: 10.3390/en11020410.
- [14] 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, doi: 10.1016/j.nanoen.2018.02.022.
- [15] 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, doi: 10.1016/j.est.2015.11.001.



- [16] 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, doi: 10.1016/j.jpowsour.2012.08.002.
- [17] 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. doi: 10.1109/IAS.2000.882604.
- [18] 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. Power Sources*, vol. 274, pp. 899–906, Jan. 2015, doi: 10.1016/j.jpowsour.2014.10.170.
- [19] C. Xie, X. Liu, L. Huang, and W. Fang, "Modeling of supercapacitor modules in the hybrid powertrain with a nonlinear 3-branch equivalent circuit," *Int. J. Energy Res.*, vol. 42, no. 11, pp. 3524–3534, Sep. 2018, doi: 10.1002/er.4094.
- [20] 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), Nov. 2016, pp. 1–6. doi: 10.1109/ESARS-ITEC.2016.7841345.
- [21] L. Zubieta and R. Bonert, "Characterization of double-layer capacitors for power electronics applications," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 36, no. 1, pp. 199–205, 2000, doi: 10.1109/28.821816.
- [22] H. Miniguano, A. Barrado, C. Fernández, P. Zumel, and A. Lázaro, "A General Parameter Identification Procedure Used for the Comparative Study of Supercapacitors Models," *Energies*, vol. 12, no. 9, p. 1776, May 2019, doi: 10.3390/en12091776.
- [23] R. K. Behera and O. Ojo, "Modeling and control of DAB converter for solar micro-grid application," in 2015 6th International Conference on Power Electronics Systems and Applications (PESA), Dec. 2015, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESA.2015.7398899.
- [24] A. Kadavelugu *et al.*, "High-frequency design considerations of dual active bridge 1200 V SiC MOSFET DC-DC converter," in 2011 Twenty-Sixth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), Mar. 2011, pp. 314–320. doi: 10.1109/APEC.2011.5744614.
- [25] B. Zhao, Q. Song, W. Liu, and Y. Sun, "Overview of Dual-Active-Bridge Isolated Bidirectional DC–DC Converter for High-Frequency-Link Power-Conversion System," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 8, pp. 4091–4106, Aug. 2014, doi: 10.1109/TPEL.2013.2289913.
- [26] A. K. Jain and R. Ayyanar, "Pwm control of dual active bridge: Comprehensive analysis and experimental verification," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 26, no. 4, pp. 1215–1227, Apr. 2011, doi: 10.1109/TPEL.2010.2070519.
- [27] R. A. Mastromauro, M. C. Poliseno, S. Pugliese, F. Cupertino, and S. Stasi, "SiC MOSFET Dual Active Bridge converter for harsh environment applications in a more-electric-aircraft," in 2015 International Conference on Electrical Systems for Aircraft, Railway, Ship Propulsion and Road Vehicles (ESARS), Mar. 2015, pp. 1–6. doi: 10.1109/ESARS.2015.7101427.
- [28] M. Skyllas-Kazacos, "New All-Vanadium Redox Flow Cell," J. Electrochem. Soc., vol. 133, no. 5, p. 1057, 1986, doi: 10.1149/1.2108706.
- [29] 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, doi: 10.1016/j.rser.2013.08.001.
- [30] A.J. Bard L.R. Faulkner, *Electrochemical Methods: Fundamentals and Applications*, 2nd ed. 2000.



- [31] 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, doi: 10.1016/j.jpowsour.2018.06.017.
- [32] H. Wendt *et al.*, "Electrochemistry," in *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*, Weinheim, Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2003. doi: 10.1002/14356007.a09_183.
- [33] Y. Yu *et al.*, "Constructing Accurate Equivalent Electrical Circuit Models of Lithium Iron Phosphate and Lead–Acid Battery Cells for Solar Home System Applications," *Energies*, vol. 11, no. 9, p. 2305, Sep. 2018, doi: 10.3390/en11092305.
- [34] 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, doi: 10.1109/TEC.2006.874229.
- [35] 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, doi: 10.1016/j.mset.2019.03.002.
- [36] 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, doi: 10.1016/j.matcom.2018.07.008.
- [37] 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, doi: 10.1039/C9SE00381A.
- [38] A. A. Franco, "A multiscale modeling framework for the transient analysis of PEM Fuel Cells From the fundamentals to the engineering practice," 2010, [Online]. Available: https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00740967
- [39] W. P. R. N. Mohan, T. M. Undeland, *Elettronica di potenza*, Power Elec. Milano, 2008.
- [40] A. Cavallo, B. Guida, and L. Rubino, "Boost Full Bridge Bidirectional DC/DC Converter for Supervised Aeronautical Applications," *Int. J. Aerosp. Eng.*, vol. 2014, pp. 1–13, 2014, doi: 10.1155/2014/808374.
- [41] B. Bryant and M. K. Kazimierczuk, "Small-signal duty cycle to inductor current transfer function for boost PWM DC-DC converter in continuous conduction mode," in 2004 IEEE International Symposium on Circuits and Systems (IEEE Cat. No.04CH37512), pp. V-856-V-859. doi: 10.1109/ISCAS.2004.1329943.
- [42] M. Fioretto, P. Ladoux, P. Marino, G. Raimondo, L. Rubino, and N. Serbia, "Considerations on boost inductor design in back-to-back converters for renewable energy," in 2011 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP), Jun. 2011, pp. 46–50. doi: 10.1109/ICCEP.2011.6036327.
- [43] N. K. Kaphungkui, K. Goswami, and A. K. Gogoi, "DC To DC Boost Converter with High Voltage Gain," *IOSR J. Electr. Electron. Eng.*, vol. 12, no. 03, pp. 14–17, Jun. 2017, doi: 10.9790/1676-1203031417.
- [44] J. Wang, N. C. P. Chang, X. Feng, and A. Monti, "Design of a Generalized Control Algorithm for Parallel Inverters for Smooth Microgrid Transition Operation," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 62, no. 8, pp. 4900–4914, Aug. 2015, doi: 10.1109/TIE.2015.2404317.
- [45] 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. doi: 10.1109/PES.2004.1372983.
- [46] 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, doi: 10.1109/TIE.2006.882012.



- [47] J. M. Guerrero, M. Chandorkar, T.-L. Lee, and P. C. Loh, "Advanced Control Architectures for Intelligent Microgrids—Part I: Decentralized and Hierarchical Control," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 4, pp. 1254–1262, Apr. 2013, doi: 10.1109/TIE.2012.2194969.
- [48] T. Zheng, X. Liu, and X. Guo, "Analysis of fault-induced inrush current of converter transformer in LCC HVDC system considering DC control and protection," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 125, p. 106536, Feb. 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106536.
- [49] 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, doi: 10.1109/TPWRD.2013.2241083.
- [50] A. Pinnarelli, G. Barone, G. Brusco, A. Burgio, D. Menniti, and N. Sorrentino, "A power management and control strategy with grid-ancillary services for a microgrid based on DC Bus," *Int. Rev. Electr. Eng.*, vol. 9, no. 4, p. 792, Aug. 2014, doi: 10.15866/iree.v9i4.2038.