

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA
Dipartimento di Ingegneria Industriale
corso di laurea magistrale in
Ingegneria dell'Energia Elettrica

Tesi di laurea magistrale in
Ingegneria dell'Energia Elettrica

Logica di ricarica passiva nei sistemi di
accumulo energetico stazionari
asserviti alla regolazione primaria

Relatore

Prof. Massimo Guarnieri

Correlatore

Ing. Marco Segala

Studente

Corrado Perin 1128603

ANNO ACCADEMICO: 2017-18

INDICE

SOMMARIO	1
INTRODUZIONE	3
Capitolo 1 ENERGY STORAGE	5
1.1 Perché il sistema elettrico necessita di storage	5
1.2 Storage non elettrochimici.....	6
1.2.1 Mechanical storage	6
1.2.1.1 Flywheel Energy Storage.....	6
1.2.1.2 Pumped Hydro Energy Storage.....	7
1.2.1.3 Compressed Air Energy Storage	8
1.2.2 Electrical Storage	8
1.2.2.1 Super-Capacitor	9
1.2.2.2 Superconducting Magnetic Energy Storage	10
1.2.3 Hydrogen Electrical Storage.....	11
1.2.4 Comparazione.....	13
1.3 Storage elettrochimici	14
1.3.1 Introduzione	14
1.3.2 Caratteristiche delle batterie.....	16
1.3.2.1 Circuito Equivalente.....	16
1.3.2.2 Effetti Considerati	21
1.3.2.3 Tensione.....	22
1.3.2.4 Capacità	22
1.3.2.5 Stato di Carica	23
1.3.2.6 Energia e Potenza	24
1.3.2.7 Caratteristiche Secondarie	25
1.3.3 Tipologie di Batterie	26
1.3.3.1 Nickel-Cadmium (NiCd)	26
1.3.3.2 Nickel-Hydrogen	26
1.3.3.3 Nickel-Metal Hydride (NiMH)	27
1.3.3.4 Lead-acid.....	27
1.3.3.5 Sodium-Sulfur (NaS) batteries.....	28
1.3.3.6 Sodium Nickel Chloride batteries.....	28
1.3.3.7 Lithium-ion (Li-ion) batteries	28

1.3.3.8	Flow batteries.....	29
1.3.3.8.1	Vanadium Redox (VRB)	30
1.3.3.8.2	Zinc Bromine (ZnBr)	31
1.3.3.8.3	Polysulfide Bromine (PSB)	31
1.3.4	Confronto.....	32
Capitolo 2	APPLICAZIONI DEGLI <i>EESS</i>	33
2.1	Generalità	33
2.2	Power Quality.....	34
2.3	Bridging Power.....	35
2.4	Energy Management.....	36
2.5	Power Quality: Direttive Terna.....	37
2.5.1	Regolazione primaria di frequenza	41
2.5.2	Regolazione secondaria di frequenza	41
2.5.3	Integratore locale di frequenza	42
2.5.4	Regolazione di tensione primaria	43
2.5.5	Servizio di Accumulo/Rilascio Energia	44
2.5.6	SOC Obiettivo.....	44
2.5.7	Asservimento al sistema di difesa	46
Capitolo 3	REGOLAZIONE PRIMARIA DI FREQUENZA PRIMARIA.....	47
3.1	Prescrizioni UCTE per la regolazione primaria della frequenza	47
3.2	Impianti tradizionali e loro caratteristica frequenza-potenza	50
3.2.1	Regolazione primaria	53
3.3	Impianti <i>EESS</i> asserviti alla regolazione primaria.....	53
3.4	Acquisizione dei trend di frequenza	57
Capitolo 4	<i>EESS</i> ASSERVITI ALLA REGOLAZIONE PRIMARIA CON LOGICA DI RICARICA PASSIVA	61
4.1	Trasformatore.....	63
4.2	Convertitore di potenza (<i>PCS</i>).....	64
Capitolo 5	MODELLIZZAZIONE LITIO	67
5.1	Batterie al litio.....	67
5.2	Collocazione.....	69

5.3	Risultati del modello	71
5.3.1	Zona UTCE	72
5.3.2	Zona Nord	80
5.3.1	Riepilogo	86
	Capitolo 6 BATTERIE AL VANADIO	88
6.1	Introduzione	89
6.2	Cella ideale	91
6.3	Dinamica delle concentrazioni.....	93
6.4	Modellizzazione Vanadio	96
6.5	Risultati	97
6.5.1	Risultati zona UTCE	97
6.5.2	Risultati zona Nord	101
	CONCLUSIONI	110
	Bibliografia	111
	appendice	115

SOMMARIO

Grazie alla SAET.spa e all'affiancamento, durante la mia esperienza di tesi, del Ing. M. Segala, Ing. F. Paccagnella e Ing. F. Ferron, è stato possibile realizzare degli applicativi in CODESYS, riguardanti la regolazione di frequenza e di tensione per simulare la logica di comando, implementabile su PLC, di un ipotetico gruppo *Energy Storage*. In seguito, tramite l'utilizzo di MATLAB è stato possibile simulare la risposta che l'applicativo "regolazione di frequenza primaria" ha su un *Electrochemical Energy Storage System (EESS)*, simulandone le richieste di potenza a cui deve adempiere per un periodo di 300 giorni. L'*EESS* è stato dotato di una logica di ricarica passiva, con l'intento di minimizzare gli scambi con la rete alla sola potenza di regolazione primaria, questa logica consiste nel seguire i trend di potenza imposti dalla regolazione primaria, sospendendo il servizio quando lo stato di carica non è adeguato al soddisfacimento del suddetto servizio.

Operando con questa modalità, si accetta la presenza di disservizi, lo scopo della tesi sussiste proprio nel determinare l'entità di quest'ultimi.

INTRODUZIONE

Il lavoro di tesi si articola confrontando le diverse tipologie di accumulo energetico e andando a definire le loro principali caratteristiche. Si esaminano le possibili applicazioni degli *ESS* (*Energy Storage System*) suddividendole in base al tempo di risposta richiesto dalle specifiche applicazioni (*Power Quality*, *Bridging Power* e *Energy Management*). Si mettono in risalto le richieste di base che TERNA stabilisce per la realizzazione dei sistemi d'accumulo, con funzione di *Power Quality*.

Si è scelto di approfondire il comportamento degli *EESS* asserviti alla regolazione di potenza primaria, in special modo *EESS* basati su: batterie a Litio e batterie a flusso a base di Vanadio. Prima si analizzerà cosa significhi ed in quale modo venga tradizionalmente effettuata la regolazione primaria, illustrando le prescrizioni della *UCTE* (*Union for the Coordination of Transmission of Electricity*).

Si illustra come sono stati ottenuti i trend di frequenza (TSO tedesco e finlandese) necessari a determinare la potenza regolante richiesta (regolazione primaria). Il periodo di tempo considerato è di 300 giorni.

L'utilizzo di MATLAB ha reso possibile simulare il comportamento che i due *EESS* (Lito e Vanadio) hanno ai diversi trend di potenza regolante. La logica di ricarica scelta è di ricarica passiva, per minimizzare alla sola potenza di regolazione primaria gli scambi con la rete. Questa logica consiste nel seguire i trend di potenza imposti dalla regolazione primaria, sospendendo il servizio quando lo stato di carica non è adeguato al soddisfacimento del suddetto servizio.

Operando con questa modalità, si accetta la presenza di disservizi, lo scopo della tesi risiede proprio nel determinare l'entità di quest'ultimi.

CAPITOLO 1 ENERGY STORAGE

1.1 PERCHÉ IL SISTEMA ELETTRICO NECESSITA DI STORAGE

Data l'ormai certa esistenza della correlazione tra cambiamento climatico ed emissioni di CO₂, il mondo si sta muovendo verso politiche di riduzione delle emissioni di anidride carbonica.

Una delle strategie intraprese è la riduzione dell'uso dei combustibili fossili per la produzione di energia elettrica, in favore delle fonti rinnovabili. Ad oggi, l'Unione Europea, attraverso il programma *Horizon 2020*, partito nel 2014, ha stanziato 5,931 miliardi di euro per finanziare programmi che mirano a creare soluzioni per un'Energia Sostenibile [1]. La *green line* non è l'unico motivo per preferire le fonti rinnovabili, come si evince dal sottostante astratto del programma *Horizon 2020*, emerge chiaramente anche il concetto di indipendenza energetica:

"L'energia è il motore dell'economia moderna, ma solo per mantenere i nostri standard di vita ci vuole un enorme quantità di energia. In quanto seconda economia mondiale, l'Europa dipende troppo dal resto del mondo per l'energia - energia derivata da carburanti fossili che accelera i cambiamenti climatici. L'UE si è quindi posta ambiziosi obiettivi climatici ed energetici." [2]

Le *Renewable Energy Source (RES)* sfruttano sorgenti energetiche naturali, le quali si rigenerano in tempi paragonabili alla vita dell'uomo, come l'energia prodotta da: la radiazione solare, il vento, le maree, il moto ondoso e il calore geotermico. Grazie quindi all'illimitato e gratuito impiego delle fonti naturali, le *RES* si presentano come la ovvia soluzione al problema dell'indipendenza energetica e al contempo sono la via da perseguire per mirare ad una diminuzione delle emissioni di CO₂ abbandonando l'utilizzo di combustibili fossili per la produzione di energia elettrica.

Le *RES* tuttavia presentano un inconveniente intrinseco, dato dalla loro variabilità, che è dovuta all'incertezza della fonte naturale e alla specificità della loro posizione. Tra le varie *RES*, ci sono tecnologie che, sia per la natura della fonte, sia per le caratteristiche tecniche di costruzione, hanno una produzione elettrica più irregolare rispetto ad altre *RES*; quindi, definiamo l'energia

prodotta tramite la radiazione solare, e l'energia prodotta tramite il vento come *Variable Renewable Energy (VRE)*. Le *VRE* sono le più diffuse tra le *RES*.

L'integrazione delle *VRE* come sistemi di alimentazione richiede alla rete di trasmissione flessibilità, intesa come la capacità di bilanciare il carico residuo (carico elettrico meno la potenza prodotta dalle *VRE*) [3]. Le vie per aumentare la flessibilità possono essere differenti, maggiore flessibilità può essere ottenuta agendo su: reti di trasmissione e di distribuzione, lato dell'offerta (centrali elettriche flessibili o riduzione di *VRE*), gestione della domanda e accumulando energia elettrica tramite *Energy Storage System (ESS)* [4] - [7].

Quali sono gli scenari futuri riguardo l'impiego delle *VRE*? [13]

Secondo gli ultimi dati disponibili, relativi al 2016, le quote di *VRE* in Europa, negli Stati Uniti e in Germania sono ancora basse con circa il 17%, il 7% e il 20% [8, 9]. Tuttavia, tutte e tre le regioni presentano forti tassi di crescita. Entro il 2030, si prevede che le quote di fonti rinnovabili totali saranno intorno al 44% [10], 15% [11] e 50% [12], anche se questi numeri variano a seconda dello studio consultato. L'Europa e la Germania puntano a quote rinnovabili di oltre il 56% [10] e l'80% [12] entro il 2050.

Da questo scenario, seppur sommariamente descritto emerge chiaramente la necessità di trasformare la rete elettrica in un sistema più flessibile.

1.2 STORAGE NON ELETTROCHIMICI

In questo paragrafo si cercherà di fornire una visione d'insieme delle differenti possibili tecniche ad oggi utilizzate per accumulare l'energia, dette anche più brevemente *ESD*, elencandone vantaggi e svantaggi.

1.2.1 MECHANICAL STORAGE

In queste tipologie di *ESD*, l'energia viene immagazzinata in forma meccanica, per poi essere riconvertita in elettrica. Possiamo definire tre sotto-categorie di *ESS* meccanici, le quali verranno illustrate nel proseguo.

1.2.1.1 Flywheel Energy Storage

I sistemi a volano (*Flywheel*) sono *ESS* che basano la loro capacità di accumulo sull'energia cinetica ottenuta dalla rotazione di un corpo. L'energia cinetica è data da:

$$E_k = \frac{1}{2} I \omega^2 \quad (1)$$

$$I = \int x^2 dm_x \quad (2)$$

dove I è il momento di inerzia, ω la velocità angolare, x è la direzione perpendicolare all'asse di rotazione e m la massa.

I sistemi a volano sono generalmente costituiti da due convertitori di tensione (Voltage Source Converter, VSC), una macchina elettrica, e un trasformatore elevatore (*step-up transformer*) collegato alla rete di distribuzione. La loro funzione è quella di far variare la frequenza di rete in modo proporzionale alla velocità di rotazione del volano, dunque un aumento della velocità di rotazione comporterà un aumento della frequenza e viceversa [14].

I volani possono essere divisi in due categorie in base alle velocità di rivoluzione: a bassa velocità (sotto i 10 000 rpm) e ad alta velocità (sopra 10 000 rpm). I sistemi a bassa velocità sono più diffusi a livello industriale e possono adoperare rotori di materiale metallico, mentre i sistemi ad alta velocità utilizzano avanzati materiali compositi.

Vantaggi:

- Lunga vita: 15-20 anni;
- Lunghi cicli di vita: 10-100 mila cicli;
- Alta efficienza: 90-95%;
- Carbon free.

Svantaggi:

- Costi iniziali elevati;
- Alto rapporto di auto scarica: 3-20% ogni ora;
- Bassa capacità di storage.

1.2.1.2 Pumped Hydro Energy Storage

Il PHES è l'ESS più antico e più largamente diffuso nel mondo. Stando ai dati raccolti da DOE Global Energy Storage Database la potenza nominale installata in tutto il mondo, ad inizio 2018, è di 162.5 GW, dato che corrisponde al 95% di tutta la potenza mondiale degli ESS installata [15]. L'impianto PHES funziona in sinergia con i classici impianti idroelettrici, tramite appositi impianti di pompaggio l'acqua dal bacino inferiore viene riportata in quota, per essere in base alle necessità riconvertita in energia elettrica usando l'accoppiata turbina-generatore situata nella centrale idroelettrica. L'energia accumulabile con questa tecnica deriva dalla differenza di energia potenziale instaurata a seguito del cambio di quota $E_P=mgh$. Tramite la (3) si mette in evidenza la potenza in uscita:

$$P = \eta Q h g \rho \quad (3)$$

dove η è l'efficienza complessiva del sistema, Q il flusso passante in condotta, h l'altezza, g la costante d'accelerazione gravitazionale e ρ la densità dell'acqua. L'efficienza di questa tecnologia pur non essendo tra le più virtuose si attesta ad un livello medio alto, attorno al 70-85%.

Vantaggi:

- Lunga vita: 30-60 anni;
- Basso costo per ciclo;
- Ampia capacità: 10 - 100 MW.

Svantaggi:

- Forti limiti geologici;
- Investimento iniziale alto;
- Tempo di risposta relativamente lento.

1.2.1.3 Compressed Air Energy Storage

Il CAES è una sistema che consiste di stipare grandi quantità d'aria ad alte pressioni (ca. 70 bar) all'interno di caverne naturali, come ex miniere di sale e caverne di roccia dura. Il sistema è costituito dall'accoppiata compressore multistadio e generatore. I sistemi CAES non sono pienamente sviluppati né molto diffusi, infatti ne esistono solo due al mondo: il primo, costruito nel 1978 a Huntorf in Germania, con una potenza nominale di 290 MW (aumentata a 321 MW nel 2006), il secondo sito a McIntosh, Alabama US, con una potenza nominale di 110 MW. L'efficienza globale è di circa il 70%. Questi impianti operano con cicli termici aventi le fasi di compressione e espansione diabatiche, questo fatto porta il sistema a lavorare con una ridotta area di ciclo rispetto a quella che si avrebbe utilizzando due trasformazioni adiabatiche, difatti attualmente sono in fase di ricerca impianti ad aria compressa che operano tramite trasformazioni adiabatiche, molto più efficienti [16].

Vantaggi:

- Altissima capacità d'Energy Storage.

Svantaggi:

- Forti barriere geologiche;
- Lento tempo di risposta.

1.2.2 ELECTRICAL STORAGE

Questi ESD sono di due tipologie, una utilizza l'energia elettrostatica e l'altra quella magnetica.

La prima tecnologia presentata prende il nome di super-condensatore, il suo uso è particolarmente adatto, grazie alle sue caratteristiche, per cicli carica-scarica frequenti e che richiedono una erogazione di potenza relativamente elevata.

I *SMES* (*Superconducting Magnetic Energy Storage*) hanno un nome abbastanza autoesplicativo per quanto riguarda il tipo di energia che utilizzano, per l'appunto quella magnetica. Al contrario dei Super Capacitor (*SC*), i *SMES* sono adatti per uno storage prolungato nel tempo.

1.2.2.1 Super-Capacitor

I *SC* sono dei particolari condensatori elettrochimici costituiti da due elettrodi, meccanicamente separati da un separatore, ma collegati ionicamente l'un l'altro tramite l'elettrolita. L'elettrolita è una miscela di ioni positivi e negativi disciolti in un solvente. Gli elettrodi sono fatti di materiale poroso e spugnoso con un'area superficiale straordinariamente elevata specifica, come il carbone attivo. In ciascuna delle due superfici degli elettrodi, positiva e negativa, si origina un'area in cui l'elettrolita liquido entra in contatto con la superficie metallica conduttiva dell'elettrodo. Questa interfaccia forma un confine comune tra due diverse fasi della materia. Le due fasi sono: la superficie dell'elettrodo solido insolubile e l'elettrolita liquido adiacente. È su questa interfaccia che si verifica il fenomeno del *Double Layer*. Fenomeno che a seguito dell'applicazione di una tensione ai capi di un condensatore elettrochimico, si verificherà su entrambi gli elettrodi.

L'effetto è dovuto ai due strati di cariche: uno strato elettronico si trova nella struttura reticolare superficiale dell'elettrodo e l'altro, con polarità opposta, emerge da ioni disciolti e solvatati nell'elettrolita. I due strati sono separati da un monostrato di molecole di solvente, chiamato piano interno Helmholtz (*Inner Helmholtz Plane, IHP*). Le molecole di solvente aderiscono mediante adsorbimento fisico sulla superficie dell'elettrodo e separano gli ioni opposti polarizzati l'uno dall'altro e possono essere idealizzati come dielettrico molecolare. Nel processo, non vi è alcun trasferimento di carica tra elettrodo ed elettrolita, quindi le forze che causano l'adesione non sono legami chimici ma forze fisiche (forze elettrostatiche). Le molecole adsorbite sono polarizzate ma, a causa della mancanza di trasferimento di carica tra elettrolita ed elettrodo, non hanno subito alterazioni chimiche. Il fenomeno *Double Layer* immagazzina le cariche elettriche come in un condensatore convenzionale, queste cariche formano un campo elettrostatico nello strato molecolare delle molecole di solvente nell'*IHP*, che corrisponde alla forza della tensione applicata.

Quindi l'effetto *Double Layer* fa sì che il condensatore elettrochimico si comporti come un condensatore convenzionale sebbene con uno strato dielettrico

pari allo spessore di una singola molecola. Questo fatto come si intuisce dalla formula (4) porta ad una capacità elevata rispetto ai tradizionali condensatori,

$$C = \varepsilon A / d \quad (4)$$

dove: A è l'area superficiale dell'elettrodo, d la distanza tra le piastre ed ε è la permittività elettrica.

Proprio grazie a questo i SC riescono a sopportare tensioni di molto inferiori ai normali condensatori. Il range di capacità e tensione per i condensatori va dai picofarad (pF) a qualche migliaio di microfarad (μ F) e supportano tensioni da una decina di Volt fin sopra ai 10kV; per i SC i livelli di capacità e tensionie sono rispettivamente da qualche decimo di Farad fino a oltre 5000F e dai 2 ai 6 Volt.

L'energia elettrica accumulata nei condensatori (5) o nei SC deve essere usata rapidamente in quanto essi soffrono di un'elevata auto scarica, fenomeno causato dalla inevitabile presenza della resistenza interna (R_i) che porta il dispositivo a scaricarsi come in un circuito R-C, avente costante di tempo $\tau=R_i C$, l'auto scarica è nell'ordine del 5% per giorno.

$$E = \int_0^Q V_q dq = CV^2/2 \quad (5)$$

Dove V la tensione applicata [V], Q la carica immagazzinata nel dispositivo [C] e C la capacità del dispositivo [F]. [41].

Vantaggi:

- Tecnologia più semplice e meno costosa rispetto ai loro cugini SMES;
- Adatti a operare con cicli carica-scarica frequenti e a potenze relativamente elevate;
- Capacità molto elevata.

Svantaggi:

- Auto-scarica elevata;
- Tensioni d'utilizzo molto basse.

1.2.2.2 Superconducting Magnetic Energy Storage

Un'unità di *SMES* consiste nell'accumulare energia attraverso la creazione, e mantenimento, di un campo magnetico. Campo magnetico che viene prodotto da una bobina superconduttiva percorsa da una corrente continua, il campo magnetico essendo prodotto da una corrente continua è invariante nel tempo (magnetostatico).

Il fatto di realizzare la bobina con materiale superconduttivo comporterà che la corrente rimarrà in circolo nell'avvolgimento anche quando non si ha più

tensione ai capi di esso. Il comportamento superconduttivo è ottenuto raffreddando il sistema al di sotto della temperatura critica superconduttiva, specifica del materiale utilizzato per gli avvolgimenti, (per esempio 9K per NbTi). Scendere sotto la soglia di temperatura critica consente di cambiare le caratteristiche conduttive del materiale, facendo divenire la resistività del materiale nulla [21, 22].

L'energia accumulabile dal campo magnetico è data da (6):

$$E = \frac{L_c I_c^2}{2} \quad (6)$$

dove L_c è l'induttanza dell'avvolgimento [H] e I_c è la corrente che è stata preventivamente raddrizzata da un convertitore AC-DC. Di fondamentale importanza in questi dispositivi è operare a temperature criogeniche tali da eliminare le perdite di conduzione nell'avvolgimento

Questa tecnologia è relativamente recente, anni '90, e una forte spinta alla sua diffusione potrà essere data dallo sviluppo di materiali superconduttori ad alte temperature.

Vantaggi:

- Alta efficienza: maggiore del 95%;
- Rapido tempo di risposta.

Svantaggi:

- Raffreddamento criogenico complesso.
- Investimento iniziale alto.

1.2.3 HYDROGEN ELECTRICAL STORAGE

L'idrogeno possedendo il più alto contenuto energetico rispetto a qualsiasi combustibile noto e producendo solo acqua come prodotto della combustione ha spinto molti a trovare un suo impiego come vettore energetico. L'idrogeno è ormai globalmente accettato come una forma secondaria di energia rinnovabile ecocompatibile [20], a suo sfavore gioca la sua esplosività intrinseca, caratteristica che può essere ridotta fortemente tramite celle a combustibile appropriate. Per far sì che l'idrogeno possa divenire un vettore energetico e di conseguenza trovare un suo possibile impiego come *ESS*, è necessario eseguire quattro fasi: produzione, stoccaggio, trasporto (se non prodotto in loco) e conversione.

Un suo possibile impiego come *ESS*, si otterrebbe combinando l'elettrolizzatore (*EL*) e la cella a combustibile (*FC*) in un unico dispositivo. Le celle a combustibile rigenerative (*EL+FC*) vengono tipicamente utilizzate per produrre e convertire l'idrogeno in energia elettrica. Il rendimento di una cella combustibile

rigenerativa è ottenuto dal prodotto dei rendimenti della *FC* (40–50%) e quello dell'*EL* (70–80%), portando il rendimento del sistema ad un valore basso che si aggira tra il 25–35%.

Inoltre, persistono ad oggi alcune limitazioni che influiscono sulle prestazioni in termini di auto scarica di questi *ESS*. Altro fattore deterrente al loro impiego è l'elevato costo del capitale [40]

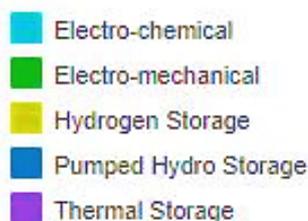
1.2.4 COMPARAZIONE

Technology	power density (kW/m ³)	Energy density (kWh/m ³)	Specific power (W/kg)	Specific energy (Wh/kg)	Power rating (MW)	Energy Capacity (MWh)	Power capital cost (\$/kW)	Energy capital cost (\$/kWh)	Technical maturity
PHES	0.01–0.12	0.5–0.133	0.01–0.12	0.5–1.5	100–5000	500–8000	600–2000	5–100	Mature
CAES	0.04–10	0.4–20	2.2–24	10–30	5–300	<1000	400–800	2–50	Commercialized
Flywheel	40–2000	0.25–424	1000	5–100	0–0.25	0.75	250–350	1000–5000	Commercializing
Electrolyzer FC	1–300	25–770	5–50	200–1200	0–50	0.312	500	15	Developing
Capacitor	15–4500	less than SC	105	0.01–0.1	0–0.05	–	200–400	500–1000	Commercialized
SC	15–4500	1–35	500–5000	2.5–15	0–0.3	0.0005	100–300	300–2000	Developing
SMES	300–4000	0.2–13.8	500–2000	0.5–5	0.1–10	0.015	200–300	1000 – 10000	Commercializing

Technology	Daily self-discharge (%)	Lifetime (years)	Cycling times (cycles)	Round-trip efficiency (%)	DoD (%)	Response time	Suitable storage duration	Autonomy at power rating	O&M cost (\$/kW·year)
PHES	Almost 0	30–50	10000 – 30000	70–85	95	mins	hours-months	1–24 h	3
CAES	Almost 0	30	8000 – 12000	42–54	100	mins	hours-months	1–24 h	19–25
Flywheel	55–100	20	10 ⁵ –10 ⁷	90–95	100	msec	secs-mins	15sec-15 min	20
Electrolyzer FC	0.06–3	5–15	20	20–50	90	secs	hours-months	secs-24 h	0.002–0.02
Capacitor	40	~5	106	95	100	msec	secs-hours	secs-hrs	13
SC	20–40	10–12	106	85–98	100	msec	secs-hours	secs-hrs	6
SMES	10–15	20+	Almost infinitely	95	100	msec	≤30mins	mins-hrs	18.5

Tabella 1 Principali caratteristiche tecniche ed economiche per i differenti ESS. Fonte: Table 5-6 [40]

I seguenti istogrammi (Figura 1) danno un'idea della potenza nominale globalmente installata con funzione di ESS [15], ripartita tra le differenti famiglie di storage riportate qui sotto in legenda.



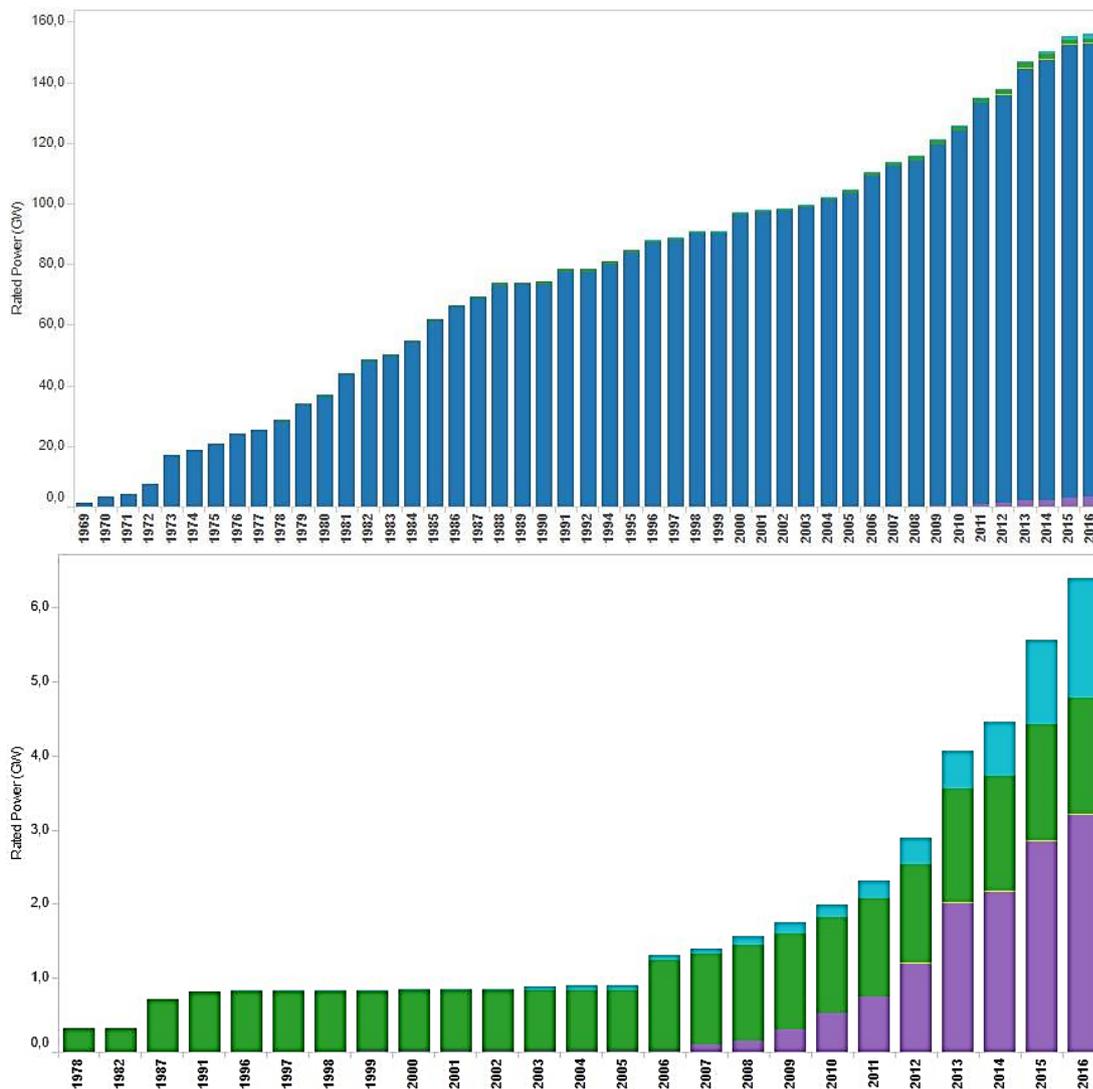


Figura 1 Istogrammi delle potenze globalmente installate per le differenti famiglie di ESS

1.3 STORAGE ELETTROCHIMICI

Questi storage si basano per l'appunto su accumulatori elettrochimici, è necessaria una breve introduzione per creare un vocabolario condiviso sulle terminologie che verranno usate in seguito.

1.3.1 INTRODUZIONE

Innanzitutto, un chiarimento terminologico: nel linguaggio comune i termini pila, batteria, accumulatore vengono usati indifferentemente come sinonimi; in realtà con il termine pila si intende un generatore elettrochimico cosiddetto

primario, cioè non ricaricabile, mentre con il termine accumulatore si intende un generatore elettrochimico cosiddetto secondario, cioè ricaricabile. Pile e accumulatori sono costituiti da uno o più elementi base, le celle, che possono essere connesse in serie o parallelo e che costituiscono quella che viene chiamata batteria, termine quindi che si adatta sia alle pile che agli accumulatori. Nel proseguo, col termine batteria ci si riferirà solamente all'accumulatore, vista la loro ovvia predisposizione ad operare *come Electrochemical Energy Storage Systems (EESS)*.

L'elemento base degli accumulatori è la cella, connettendone assieme in parallelo e/o in serie si ottengono i cosiddetti moduli, più moduli connessi in serie prendono il nome di stringa ed infine la connessione di più stringhe in parallelo viene detta *stack*.

La logica delle connessioni di più elementi uguali (dove con elementi ci si riferisce a: cella, modulo, stringa e stack) e aventi le stesse caratteristiche, segue le seguenti linee guida: tramite la connessione in serie, le tensioni degli elementi vengono sommate nella tensione equivalente dell'elemento gerarchicamente superiore, mentre la capacità equivalente resterà invariata; la connessione in parallelo comporterà invece la somma delle capacità degli elementi ottenendo la capacità equivalente dell'elemento gerarchicamente superiore, la tensione resterà invariata.

Prima di esaminare le differenti classi di batterie, in base alla loro natura chimica, si fornirà un breve ripasso sulle *RedOx*. In seguito, si procederà a definire le caratteristiche base di una cella (cap. 1.3.2), in modo da renderne più agevole il confronto.

Una reazione d'ossido-riduzione, *RedOx*, è resa possibile dalla capacità che ha un composto di cambiare il proprio numero di ossidazione durante la suddetta reazione chimica. Possiamo quindi distinguere due azioni, come suggerisce il nome, che si verificano durante una *RedOx*: la riduzione (*Reduction*), dove l'elemento acquisisce un elettrone e la ossidazione (*Oxygen*), nella quale l'elemento perde un elettrone.

Le batterie sfruttano la migrazione di carica elettronica spontanea che avviene proprio grazie alla *RedOx*, se si collegano i poli della batteria a un carico. In questo caso la corrente migrerà dal polo positivo, o catodo, dove avviene l'azione di riduzione, al polo negativo, o anodo, nel quale si verifica la ossidazione. Logicamente se la *RedOx* è reversibile, come avviene per gli accumulatori, è possibile far avvenire anche la reazione di tipo opposto, nella quale si invertiranno anodo e catodo, cioè al polo positivo si avrà l'ossidazione mentre al polo negativo si avrà la riduzione.

1.3.2 CARATTERISTICHE DELLE BATTERIE

1.3.2.1 Circuito Equivalente

Modellizzare il comportamento di una cella, ovvero definire in maniera accurata un circuito equivalente, non è una questione semplice, in quanto le sue caratteristiche (tensione, capacità, *State Of Charge* (SOC), ecc) sono dipendenti dalla chimica della cella e sono generalmente legate fra loro.

In letteratura si trovano differenti circuiti equivalenti, sia con parametri costanti che dinamici, che aumentano di complessità in base ai fini della modellizzazione e all'accuratezza dei risultati da conseguire. Il modello scelto verrà presentato al capitolo 4. I modelli maggiormente diffusi sono riportati nel proseguo.

1.3.2.1.1 Modello Resistenza Interna

Il modello RINT è il più semplice ed è costituito da un generatore ideale di tensione, rappresentante la tensione a vuoto, e una resistenza serie.

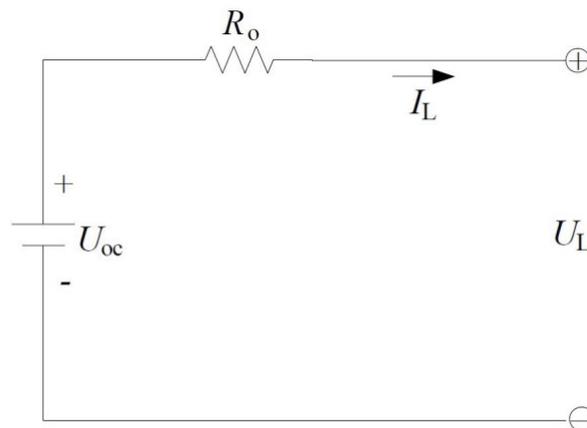


Figura 2. Modello RINT Fonte: [56]

Il funzionamento di tale modello è rappresentato dalla seguente semplice formula:

$$U_L = U_{oc} - R_o I_L \quad (5)$$

Esso modella il fenomeno del salto ohmico (paragrafo 1.3.3), però non è in grado di simulare correttamente il *recovery effect* (paragrafo 1.3.3). Affinché tale modello estremamente semplice dia dei buoni risultati sulla tensione stimata, almeno per quanto riguarda il salto ohmico, bisogna che il valore di entrambi gli elementi circuitali dipenda dallo *SOC*, dallo stato di salute *State Of Health* (*SOH*) (paragrafo 1.3.2.7) e dalla temperatura della batteria.

1.3.2.1.2 Dynamic Lithium-Ion Battery Model

In [64] è stato proposto il seguente schema circuitale:

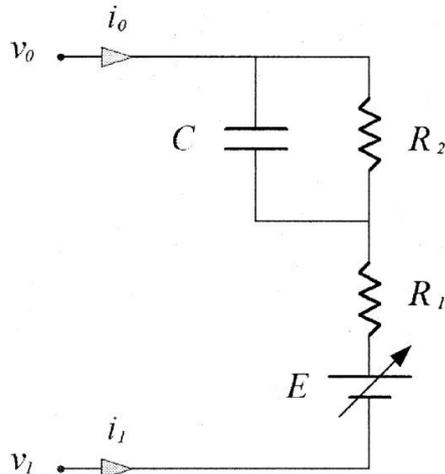


Figura 3 Dynamic Lithium-Ion Battery Model. Fonte [56]

Tale circuito ha tutti i parametri costanti, con l'eccezione del generatore di tensione E , sul quale ricade tutto l'onere di andare a rappresentare il comportamento, non lineare, della batteria in funzione dello SOC e della temperatura. Per modellizzare correttamente il potenziale di equilibrio si devono seguire i seguenti passaggi:

- A. Si sceglie, delle curve fornite dal produttore, una curva della tensione di cella in funzione della capacità scaricata in maniera continuativa a una data corrente. La scelta di tale curva è arbitraria.
- B. La corrente di scarica con la quale si è determinata la curva precedente, viene assunta come corrente di riferimento. La dipendenza dello SOD (*State Of Discharge*, complemento a 1 del SOC) dalla corrente è considerata tramite il fattore $\alpha(i)$, definito come il rapporto tra la capacità scaricabile alla corrente nominale e la capacità scaricabile a una generica corrente. Tali capacità scaricabili sono calcolate alla medesima temperatura (T_{rif}), che viene assunta come riferimento per il punto successivo.
- C. La dipendenza del SOD dalla generica temperatura T è considerata tramite il fattore $\beta(T)$, definito come il rapporto tra la capacità scaricabile a corrente nominale e T_{rif} diviso quella sempre a corrente nominale ma a temperatura generica.
- D. Si introduce infine un termine correttivo $\Delta E(T)$ dovuto alla possibile variazione del potenziale di equilibrio della cella a vuoto al variare della temperatura;

I valori di $\alpha(i)$, $\beta(T)$ e $\Delta E(T)$ per una condizione di esercizio generica vengono ottenuti tramite interpolazione lineare dei valori ricavati alle varie correnti e temperature.

$$\begin{aligned}
 E_{[i(t),T(t),t]} &= v_{[i(t),T(t),t]} - R_{int}i(t) \\
 v_{[i(t),T(t),t]} &= \sum_{k=0}^n c_k SOD_{[i(t),T(t),t]}^k + \Delta E(T) \\
 SOD_{[i(t),T(t),t]} &= \frac{1}{Q_r} \int_0^t \alpha_{[i(t)]} \beta_{[i(t)]} i(t) dt \\
 i(t) &= \frac{[v(t) - E_{[i(t),T(t),t]} - R_1 i(t)]}{R_2} + C \frac{d[v(t) - E_{[i(t),T(t),t]} - R_1 i(t)]}{dt} \\
 mc_p \frac{dT(t)}{dt} &= R_1 i(t)^2 + \frac{[v(t) - E_{[i(t),T(t),t]} - R_1 i(t)]^2}{R_2} - h_c A [T(t) - T_a]
 \end{aligned} \tag{6}$$

Nella (6) compaiono oltre agli elementi circuitali della figura 3, anche: i coefficienti c_k che sono i coefficienti di grado k-esimo della approssimazione polinomiale dello SOD, Q_r che rappresenta la carica immagazzinabile dalla batteria alla T_{rif} , m rappresentante della massa, c_p calore specifico, h_c coefficiente di scambio termico convettivo, A la superficie esterna della batteria, T_a temperatura ambiente.

Da notare come le prime quattro sono di natura elettrica, mentre la quinta modella il comportamento termico della batteria. Tale modello ha il vantaggio di essere semplice e di tenere conto della temperatura, fattore che influenza pesantemente il comportamento di una batteria e che è molto variabile a seconda delle condizioni operative e ambientali. Esso è dotato di una buona accuratezza, a patto di operare a temperature medio-alte e con correnti contenute. Infatti, a basse temperature e/o a correnti elevate, si hanno errori sulla tensione stimata piuttosto alti, dovuti soprattutto al considerare costanti i parametri circuitali, ad eccezione di E .

1.3.2.1.3 Modello RC

Il modello RC è composto da diversi elementi. Il condensatore C_c , che possiede una piccola capacità, rappresenta gli effetti superficiali della batteria, mentre il condensatore C_b , dotato di una capacità elevata, modella la carica accumulabile dal dispositivo. I resistori R_e , R_t , R_c sono denominati rispettivamente resistore finale, di terminale e di condensatore e rappresentano le perdite associate alle varie sezioni circuitali.

La topologia di tale circuito è rappresentata nella seguente figura:

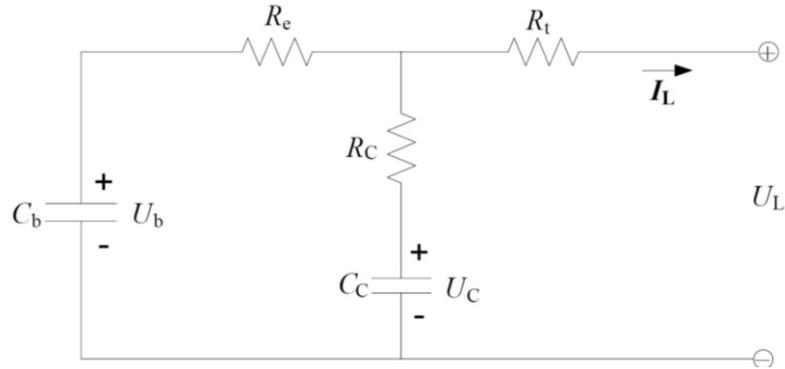


Figura 4 Modello RC

Le equazioni costitutive di tale modello sono le seguenti, dove si è scelto di rappresentare la derivata temporale tramite la notazione di Newton $dX/dt = \dot{X}$, col fine di alleggerire le formule.

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_b \\ \dot{U}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-1}{C_b(R_e + R_c)} & \frac{1}{C_b(R_e + R_c)} \\ \frac{1}{C_c(R_e + R_c)} & \frac{-1}{C_c(R_e + R_c)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_b \\ U_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{-R_c}{C_c(R_e + R_c)} \\ \frac{-R_c}{C_c(R_e + R_c)} \end{bmatrix} I_L \quad (7)$$

$$U_L = \begin{bmatrix} \frac{R_c}{(R_e + R_c)} & \frac{R_c}{(R_e + R_c)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_b \\ U_c \end{bmatrix} + \left[-R_t - \frac{R_e R_c}{(R_e + R_c)} \right] I_L$$

La presenza dei due condensatori permette di modellare il *recovery effect* che si osserva quando la cella rimane a vuoto per un periodo sufficientemente lungo.

1.3.2.1.4 Modello Thevenin

Il modello Thevenin, o modello del primo ordine, non è altro che un'evoluzione del modello RINT, al quale si aggiunge un gruppo RC parallelo in serie alla resistenza per simulare il comportamento dinamico della batteria, in particolar modo il *recovery effect*.

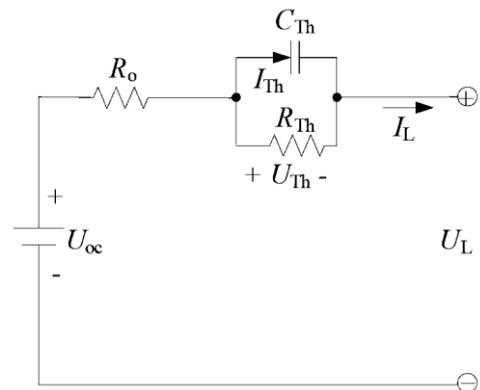


Figura 5 Modello Thevenin

Le equazioni costitutive, una delle quali di natura differenziale (espressa tramite la notazione Newtoniana), del modello danno luogo al seguente sistema:

$$\begin{aligned} \dot{U}_{th} &= -\frac{U_{th}}{R_{th}C_{th}} + \frac{I_L}{C_{th}} \\ U_L &= U_{OC} - U_{th} - I_L R_0 \end{aligned} \quad (8)$$

1.3.2.1.5 Modello PNGV generalizzato

Nel modello PNGV (acronimo dell'inglese Partnership for a New Generation Vehicle) generalizzato si aggiunge al modello Thevenin un condensatore, di capacità $1/U'_{oc}$, in serie al generatore ideale di tensione per modellizzare il cambiamento della tensione a vuoto durante il periodo di accumulo della corrente.

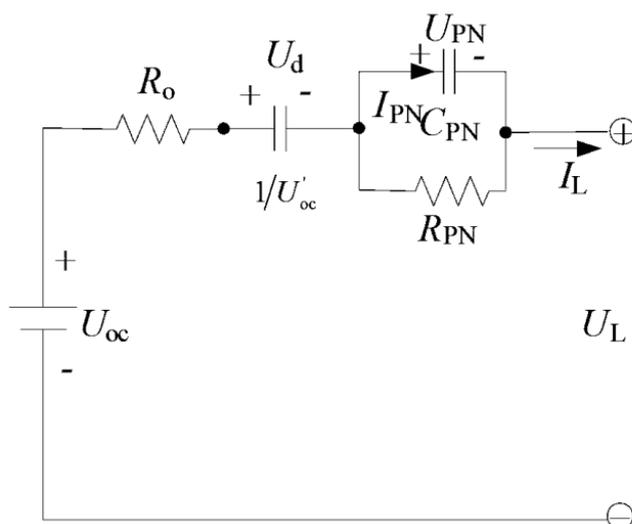


Figura 6 Modello PNGV

Il sistema di equazioni esplicative del modello è il seguente:

$$\begin{aligned} \dot{U}_d &= U'_{oc} I_L \\ \dot{U}_{PN} &= -\frac{U_{PN}}{R_{PN} C_{PN}} + \frac{I_L}{C_{PN}} \\ U_L &= U_{OC} - U_d - U_{PN} - I_L R_O \end{aligned} \quad (9)$$

1.3.2.1.6 Modello DP

Il modello *DP* (*Double Polarization*), indicato anche come “modello del secondo ordine”, è composto da diverse parti (Figura 7): la tensione a vuoto U_{OC} , la resistenza serie R_0 , il gruppo RC parallelo formato da R_{pa} e C_{pa} , che rappresentano rispettivamente l'effettiva resistenza e capacità associate alla polarizzazione elettrochimica, e il gruppo formato da R_{pc} e C_{pc} , legate alla polarizzazione dovuta ai processi di concentrazione.

I due gruppi RC servono per descrivere il comportamento dinamico della batteria, fortemente influenzato dai fenomeni di polarizzazione elettrochimica e concentrazione.

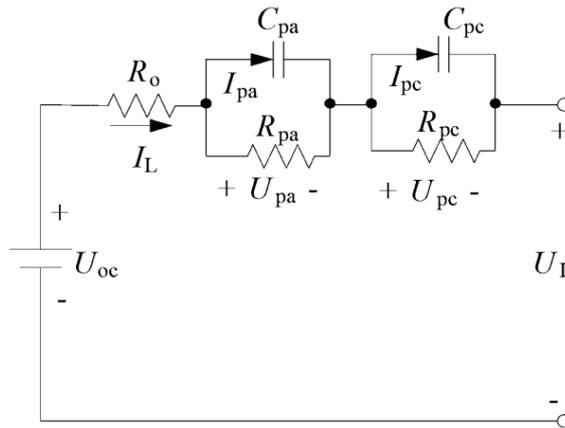


Figura 7 Modello DP

Il comportamento dinamico di questo modello viene descritto mediante il seguente sistema di equazioni:

$$\begin{aligned}
 U_{pa}' &= -\frac{U_{pa}}{R_{pa}C_{pa}} + \frac{I_L}{C_{pa}} \\
 U_{pc}' &= -\frac{U_{pc}}{R_{pc}C_{pc}} + \frac{I_L}{C_{pc}} \\
 U_L &= U_{OC} - U_{pc} - U_{pa} - I_L R_0
 \end{aligned} \tag{9}$$

1.3.2.2 Effetti Considerati

Il **salto ohmico** è il fenomeno che interessa una cella quando si trova in condizioni di regime, cioè a vuoto da un periodo di tempo sufficientemente lungo, presenta un determinato livello di tensione, illustrato mediante la curva di OCV. Quando però si va ad alimentare un carico si osserva un'improvvisa c.d.t. ai suoi morsetti, che non può essere dovuta alla semplice variazione del valore della curva di OCV, in quanto nei primi istanti si può supporre che lo stato di carica rimanga invariato. Inoltre, maggiore è l'ampiezza della corrente prelevata, più elevata è l'entità di tale improvvisa c.d.t., nota come "salto ohmico". Tale trattazione è valida in maniera duale quando si passa improvvisamente da una condizione di carico a una condizione a vuoto, dove si osserva un repentino aumento della tensione ai morsetti della batteria.

Il **recovery effect** è il fenomeno che permette ad una cella una cella, a pari condizioni iniziali, di prelevare una carica maggiore se la scarica, a parità di ampiezza di corrente assorbita, viene effettuata mediante dei gradini separati da delle pause in cui la batteria viene lasciata a vuoto, piuttosto che con una scarica continuativa [55]. Durante tali periodi di pausa si osserva che la tensione ai morsetti della batteria tende a riportarsi al valore espresso dalla propria curva della OCV per il valore dello SOC in cui ci si trova, a patto che la durata di tale pausa sia sufficientemente lunga. Il periodo di tempo necessario in cui bisogna lasciare la batteria a vuoto affinché la tensione si riporti al valore

espresso dalla curva OCV per quel dato SOC cresce al diminuire della temperatura, in maniera non lineare, specie per stati di carica molto bassi. tale fenomeno si può motivare con il fatto che man mano che la temperatura scende, le dinamiche interne della batteria rallentano, in quanto legate alla mobilità degli ioni, e quindi al fenomeno della diffusione, come illustrato nella sezione

1.3.2.3 Tensione

Una delle tensioni che caratterizzano le batterie è sicuramente la tensione a vuoto (U_{OC} o V_{OCV}), essa dipende ovviamente dalla chimica interna e durante l'esercizio subisce delle variazioni principalmente dovute al processo d'invecchiamento. La sua dipendenza dalla carica accumulata (q) e le variazioni rispetto al SOC a inizio vita (Begin Of Life) e a fine vita (End Of Life) sono mostrate in Figura 3.

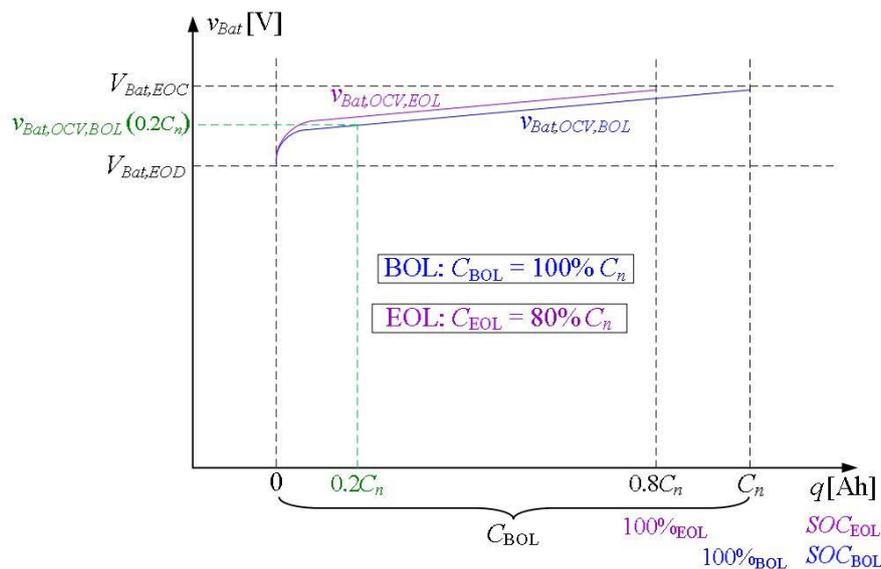


Figura 8 Curva tipica della V_{ocv} in funzione della carica q accumulata e alle condizioni di inizio vita (BOL) e fine vita (EOL). Fonte: Rubenbauer, Hubert, and Stefan Henninger. "Definitions and reference values for battery systems in electrical power grids." Journal of Energy Storage 12 (2017): 87-107.

$V_{bat,EOC}$ [$V_{bat,EOD}$]: è la tensione alla fine del processo di carica [scarica] (*End Of Charge* [*Discharge*]);

1.3.2.4 Capacità

Per capacità nominale di una batteria si intende la carica elettrica che una batteria pienamente carica può liberare sotto specifiche condizioni di scarica tra il suo stato di piena carica e il suo stato di vuoto, nel proseguo essa verrà indicata con la lettera C. Il valore della capacità nominale non rimane costante, esso diminuisce di valore anche se la batteria rimane a vuoto, la causa principale di questo calo risiede nell'effetto invecchiamento.

Convenzionalmente si ritiene che una batteria sia in condizioni operative sintantoché la capacità nominale non raggiunge un valore inferiore al 80% della sua capacità nominale ad inizio vita, C_{BOL} .

Nel sistema internazionale di misura la capacità, Q o C , è espressa in Coulomb [$C=As$], molto frequentemente però in ambito elettrico si adopera l'Ampere-ora [Ah]. Nel proseguo si adopererà la lettera Q o $Q(t)$ per indicare la carica accumulata nella batteria all'istante considerato; e C per indicare la carica nominale. La capacità può essere definita come:

- Teorica C_T : dallo stato di piena carica alla completa esaurimento dei reagenti.
- Effettiva C_e : dallo stato di piena carica fino alla tensione di fine scarica $V_{bat,EOD}$.
- Nominale C_n : fornita dal costruttore, la quale molte volte, ma non necessariamente, corrisponde C_e .

La capacità è influenzata da molti fattori come temperatura, condizioni operative quali fase di carica e di scarica, tensione di cella, C-rate, eccetera. Un esempio in Figura 9.

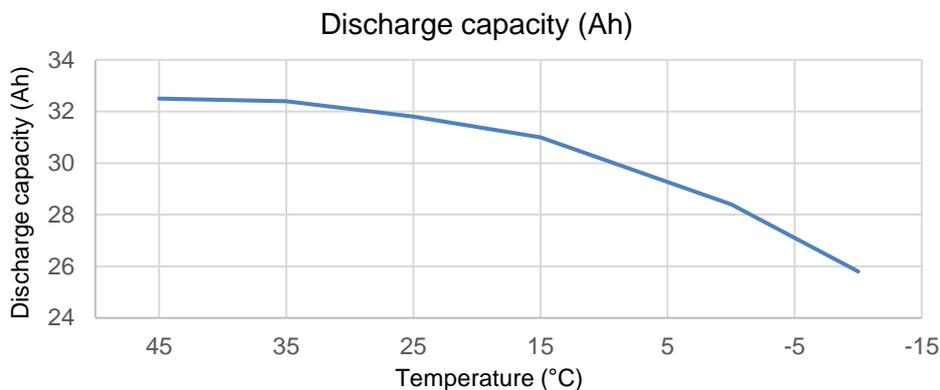


Figura 9 esempio di variazione della capacità di scarica in funzione della temperatura. In condizione di 0.2C Discharge in CC mode a 3.0 V.

1.3.2.5 Stato di Carica

Lo stato di carica, SOC (*State Of Charge*) è espresso in percentuale, ed è uno tra i più importanti parametri, è definito come:

$$SOC(t) = \frac{Q(t)}{C} \quad (10)$$

dove con C si indica la capacità nominale attuale e con $Q(t)$ la capacità della batteria all'istante considerato.

Ci sono differenti sfumature su come approssimare la capacità attuale $Q(t)$ e su come gestire l'invecchiamento nonché gl'altri fenomeni.

Esistono vari metodi per stimare il SOC , in basse alle differenti metodologie si possono definire queste categorie [23, 24]:

Categories	Mathematical methods
Direct measurement	Open circuit voltage method [25]
	Terminal voltage method [26]
	Impedance method [27]
	Impedance spectroscopy method [28]
Book-keeping estimation	Coulomb counting method [29]
	Modified Coulomb counting method
Adaptive systems	BP neural network [30]
	RBF neural network [31]
	Support vector machine [32]
	Fuzzy neural network [33]
	Kalman filter [34]
Hybrid methods	Coulomb counting and EMF combination [35]
	Coulomb counting and Kalman filter combination [36]
	Per-unit system and EKF combination [37]

Tabella 2 Classificazione dei modelli matematici di stima del SOC. Fonte web: <https://www.hindawi.com/journals/isrn/2013/953792/tab1/> [accessed: 20/01/2018]

Sfruttando la definizione di SOC si può definire la profondità di scarica, nota come *DOD* (*Depth Of Discharge*), che corrisponde ad una variazione del SOC tra il valore iniziale e quello finale nella fase di scarica.

1.3.2.6 Energia e Potenza

Energia teorica: $E_T = V_N C_T$

Energia effettiva:
$$E_E = \int_{q_{start}}^{q_{End}} V_{cella} q dq$$

La potenza è ricavabile dalla Energia tramite la nota relazione $P = \frac{dE}{dt}$

Per un confronto trasversale di quanta energia e potenza è possibile erogare dal sistema, ci si avvale di valori d'energia (potenza) relativi al volume e al peso, detti rispettivamente densità d'energia (di potenza) ed energia (potenza) specifica.

1.3.2.7 Caratteristiche Secondarie

PARAMETRI RELATIVI AL TEMPO

- Vita: è il tempo trascorso fino a quando la batteria diventa non più fruibile.
- Cicli di vita: è la vita definita in termini di cicli di scarica-carica, il valore del numero di cicli è definito sotto specifiche condizioni, ed è influenzato profondamente dal DOD.

Fattori con influenza negativa sulla durata di vita di una batteria sono: temperatura, sovraccarichi, scariche profonde e cariche (o scariche) eccessive.

IMPEDENZA INTERNA:

causa perdita in calore interno, è un valore variabile che dipende principalmente, ma non esclusivamente, dallo stato di carica e temperatura.

EFFETTO MEMORIA:

si manifesta quando non si completa la carica, e si comporta una riduzione progressiva della capacità nominale se non si completa il caricamento, con una conseguente calo della C . Si osserva ad esempio nelle batterie *NiMH*.

AUTOSCARICA:

fenomeno chimico dovuto alla redox che avviene spontaneamente, fino al raggiungimento dell'equilibrio chimico. Riduce la Q anche se la batteria è scollegata. Le basse T favoriscono la conservazione dello stato di carica.

STATO DI SALUTE (SOH [%]):

è la condizione attuale della batteria confrontata con le specifiche del produttore. Il confronto viene fatto dal *Battery Management System (BMS)* confrontando i principali parametri come: resistenza (e/o impedenza) interna, capacità e tensione.

1.3.3 TIPOLOGIE DI BATTERIE

A seguito di questa carrellata di caratteristiche, in tabella 4 (cap.1.3.4) si farà un confronto tra le varie tipologie di batterie. Nella tabella 3 sono riportate le principali reazioni chimiche. [38, 39]. I termini anodo (*anode*) e catodo (*cathode*) sono riferiti rispettivamente al polo negativo e positivo durante la reazione di scarica. La reazione letta da sinistra a destra rappresenta il processo di scarica delle batterie, viceversa per la carica.

Battery type	Chemical reactions at anodes and cathodes	Unit voltage
Lead-acid	$\text{Pb} + \text{SO}_4^{2-} \rightleftharpoons \text{PbSO}_4 + 2\text{e}^-$	2.0 V
Lithium-ion	$\text{PbO}_2 + \text{SO}_4^{2-} + 4\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightleftharpoons \text{PbSO}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$ $\text{C} + n\text{Li}^+ + n\text{e}^- \rightleftharpoons \text{Li}_n\text{C}$	3.7 V
Sodium-sulfur	$\text{LiXXO}_2 \rightleftharpoons \text{Li}_{1-n}\text{XXO}_2 + n\text{Li}^+ + n\text{e}^-$ $2\text{Na} \rightleftharpoons 2\text{Na}^+ + 2\text{e}^-$ $\chi\text{S} + 2\text{e}^- \rightleftharpoons \chi\text{S}^{2-}$	~2.08 V
Nickel-cadmium	$\text{Cd} + 2\text{OH}^- \rightleftharpoons \text{Cd}(\text{OH})_2 + 2\text{e}^-$ $2\text{NiOOH} + 2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightleftharpoons 2\text{Ni}(\text{OH})_2 + 2\text{OH}^-$	1.0- 1.3 V
Nickel-metal hydride	$\text{H}_2\text{O} + \text{e}^- \rightleftharpoons 1/2\text{H}_2 + \text{OH}^-$ $\text{Ni}(\text{OH})_2 + \text{OH}^- \rightleftharpoons \text{NiOOH} + \text{H}_2\text{O} + \text{e}^-$	1.0- 1.3 V
Sodium nickel chloride	$2\text{Na} \rightleftharpoons 2\text{Na}^+ + 2\text{e}^-$ $\text{NiCl}_2 + 2\text{e}^- \rightleftharpoons \text{Ni} + 2\text{Cl}^-$	~2.58 V

Tabella 3 Reazioni chimiche anodiche e catodiche delle principali tipologie di batterie Fonte: Table 9 [39]

1.3.3.1 Nickel-Cadmium (NiCd)

Le batterie Ni-Cd sono note per la loro relativa economicità e robustezza. L'elettrodo positivo è costituito da diidrossido di Nichel /ossido nichelico $\text{Ni}(\text{OH})_2/\text{NiOOH}$, mentre il negativo è costituito da cadmio metallico (Cd) e idrossido di Cadmio, l'elettrolita è una soluzione acquosa di idrossido di potassio. A giocare a loro sfavore sono l'effetto memoria, il negativo impatto ambientale del Cadmio e gli alti costi iniziali.

1.3.3.2 Nickel-Hydrogen

Queste, rispetto alle precedenti, presentano un maggior ciclo di vita e resistenza ai sovraccarichi e trovano applicazione in ambito aereospaziale e nei satelliti per comunicazione. La loro applicazione a livello *EESS* è limitata a causa della alta pressione d'esercizio di cella e bassa densità energetica.

1.3.3.3 Nickel-Metal Hydride (NiMH)

L'elettrodo positivo è formato da diidrossido di nichel Ni(OH)_2 . L'elettrodo negativo è formato da un composto intermetallico capace di immagazzinare l'idrogeno. Il funzionamento degli accumulatori al NiMH si basa sulla proprietà di alcuni composti intermetallici di assorbire idrogeno in certe condizioni di pressione e temperatura

Data l'assenza del Cadmio queste batterie sono molto più ecologiche rispetto alle Ni-Cd e, avendo caratteristiche pressoché comuni con quest'ultime, possono tranquillamente rimpiazzarle. Tuttavia, rispetto ad altre tecnologie soffrono di un'alta auto-scarica, scarsa tolleranza alle alte pressioni e ridotti cicli di vita.

1.3.3.4 Lead-acid

Le batterie Piombo-acido, sono costituite da due elettrodi immersi in acido solforico che funge da elettrolita. L'elettrodo negativo è costituito da una griglia spugnosa di Piombo mentre l'elettrodo positivo è costituito da una griglia porosa con granuli di diossido di Piombo. Tra esse possiamo distinguere due famiglie:

A. Accumulatore a vaso aperto (Wet Pb batteries)

Sono le più antiche, l'elettrolita è una soluzione acquosa. Pericolose in quanto sviluppano O_2 (elettrodo +) e H_2 (elettrodo -) durante la sovraccarica e quindi si possono verificare esplosioni. Inoltre, l'elettrolisi dell' H_2O porta alla disidratazione dell'elettrolita che deve essere rabboccato, è necessario il rabbocco anche per compensare l'acqua evaporata a causa della sovratemperatura.

B. Valve Regulated Lead Acid (VRLA).

Il contenitore è ermetico però è prevista una valvola di sfiato, altrimenti si instaurerebbero sovrappressioni pericolose. Hanno 2 tipi di elettrolita:

a. Elettrolita assorbito (AGM, Absorbent Glass Mat)

Costituito da una lastra porosa e assorbente (microfibre di vetro), imbevuta nell'elettrolita, essa funziona da separatore e da serbatoio.

b. Elettrolita gelificato (accumulatori al piombo-gel)

Si aggiunge silicio affumicato all'elettrolita che diviene gelatinoso. Durante la carica il gel si disidrata, asciugandosi fino a che tra l'elettrodo positivo e quello negativo si sviluppano delle crepe che forniscono il percorso per gli ioni. Queste batterie sono lente nella carica, hanno una ridotta

auto-scarica, e la scarica non può essere totale altrimenti non si possono più ricaricare.

Queste batterie contenendo piombo sono potenzialmente dannose per l'ambiente, fattore che a volte può comportare la scelta di batterie più eco-friendly, sono caratterizzate da un basso costo se confrontate con altre batterie tradizionali (le uniche inferiori di prezzo sono quelle al sodio), caratteristica che le rende appetibili sul mercato, anche se non riescono a sostenere molti cicli di carica/scarica.

1.3.3.5 Sodium-Sulfur (NaS) batteries

Le batterie Sodio e Zolfo sono in forma liquida e sono rispettivamente il catodo e l'anodo durante la scarica. Essi sono separati da un setto di allumina, che svolge la funzione dell'elettrolita, consentendo il passaggio attraverso essa solamente agli ioni positivi di Sodio per combinarsi con lo Zolfo. Questo tipo di batteria ha alta densità energetica, l'efficienza di carica/scarica si attesta a 70-87% e presenta un lungo ciclo di vita. La caratteristica che più le rende attrattive è il fatto che queste batterie sono costruite con materiali meno nobili, anche se il risparmio sulle e facilmente reperibili. Il principale svantaggio è rappresentato dalla temperatura di esercizio (ca. 250-300°C)

1.3.3.6 Sodium Nickel Chloride batteries

Sono conosciute anche come ZEBRA (*Zero Emission Battery Research Activity*). Anche per esse la temperatura d'esercizio è il principale fattore limitante e s'aggira tra i 270°C e 350°C, inoltre il sodio fuso reagisce pericolosamente con l'acqua causando potenzialmente incendi. La loro efficienza si attesta attorno del 85% e hanno una buona durata, 4000 cicli e prezzi più che competitivi.

1.3.3.7 Lithium-ion (Li-ion) batteries

Le batterie agli ioni di litio sono le più diffuse per applicazioni di *EESS*, si calcola che nel 2018 gli *EESS* basati su tecnologie al litio sono circa 655 a fronte di un totale di 994 progetti (65,9%), e hanno una potenza nominale globalmente installata pari al 77.3% della totale potenza installata degli *EES* (3.14 GW) [15]. Nel 2015 rappresentavano l'85,6% della energia totale installata come *EES* [38]. Grazie anche alla loro forte diffusione per dispositivi portatili e veicoli elettrici le batterie Li-Ion hanno subito negli ultimi anni un forte ribasso di prezzo, e si presentano ad oggi come leader per applicazioni di tipo storage. Questo uso versatile delle batterie al litio potrebbe però d'altro canto comportare in futuro un aumento dei prezzi.

L'elettrodo positivo è costituito da ossidi di litio, e in base alla struttura chimica della batteria esso può essere combinato con altri metalli quali, a titolo di esempio, Manganese (LiMnO_2) e Cobalto (LiCoO_2). L'elettrodo negativo può essere costituito da grafite, lega di Stagno/Cobalto, da Litio Titanato, *Hard Carbon* e un composto di silicio/carbonio. Esistono più di 25 diverse tipologie di batterie agli Ioni di Litio [65]. L'elettrolita è un sale di litio (LiTO) sciolto in un solvente organico (l'acqua reagirebbe violentemente con il Li) oppure l'elettrolita viene disciolto in un polimero solido (poliacrilonitrile) che non partecipa alla *RedOx*. Il funzionamento si basa su un'azione chimica secondaria, cioè l'intercalazione che consiste nell'inserimento di ioni di litio nel reticolo cristallino del carbonio senza modificarne la struttura cristallina. Si noti che durante la scarica l'anodo è sede di una ossidazione del litio, con conseguente perdita di un elettrone mentre l'elettrodo positivo è sede di una riduzione dello ione di litio (Li^+) con l'acquisto di un elettrone.

Il litio è il metallo ideale per realizzare un accumulatore: è l'elemento più leggero (elevata energia specifica), resiste ad elevate temperature e la tensione di una cella al litio è maggiore delle altre. Le batterie agli ioni di litio sono una delle migliori batterie per applicazioni portatili, le quali richiedono piccole dimensioni e leggerezza, requisiti soddisfatti dagli alti valori di densità energetica (250-693 Wh/L) accompagnati da un alto valore di energia e potenza specifiche (100-265 Wh/kg 250-340 W/kg), il loro elevato numero di cicli, l'alta efficienza (95%), il tempo di risposta rapido e la bassa auto scarica le portano ad essere le più diffuse tra i dispositivi portatili. Se le caratteristiche delle batterie a litio sono tali da renderle appetibili per applicazioni portatili, per applicazioni statiche, dove il peso e il volume delle batterie sono un problema secondario, sono comunque rese appetibili per la rapidità di risposta, bassa auto-scarica, ed alta efficienza.

Il loro principale svantaggio è che il *DOD* affligge negativamente il tempo di vita delle batterie e la loro gestione deve essere integrata da un computer di bordo, che comporta un inevitabile aumento di prezzo.

1.3.3.8 Flow batteries

Una batteria a flusso immagazzina energia grazie a due soluzioni elettrolitiche, contenute in serbatoi esterni. Questi elettroliti possono essere pompati dai serbatoi allo stack, le celle all'interno di esso sono separate da una membrana ionico selettiva in modo da non comportare il mescolamento dei reagenti. L'operazione si basa su reazioni di riduzione-ossidazione delle soluzioni elettrolitiche. Durante la fase di scarica, un elettrolita viene ossidato dal polo positivo e l'altro elettrolita è ridotto dal polo negativo. Il processo è invertito durante la fase di carica.

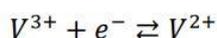
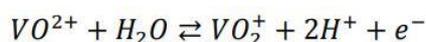
Il principale vantaggio delle batterie a flusso è che la potenza di un sistema *FBES* (Flow Battery Energy Storage) è indipendente dalla sua Capacità di storage. La potenza del sistema *FBES* è determinata dalla dimensione degli elettrodi e dal numero di celle nello stack; mentre la capacità di storage è determinata dalla evoluzione della concentrazione delle specie che partecipano alla reazione e dalla quantità di elettrolita. Inoltre, l'auto-scarica molto piccola è una forza intrinseca del sistema *FBES* dovuta alla conservazione degli elettroliti in serbatoi sigillati separati.

Gli inconvenienti delle batterie a flusso includono basse prestazioni derivanti dal sistema idraulico, nel quale la portata ottimale di massa del reagente da inviare alla cella non è fissa e cambia principalmente in base alla corrente richiesta e allo SOC, costi di produzione relativamente elevati e requisiti di sistema più complicati rispetto alle batterie tradizionali.

Le principali batterie a flusso sono: le *Vanadium Redox Flow Battery (VRB)*, *Zinc Bromine (ZnBr) Hybrid Flow Battery* e le *Polysulfide Bromine (PSB) flow battery*.

1.3.3.8.1 Vanadium Redox (VRB)

Le *VRB* sono le più mature tra le batterie a flusso. Il *VRB* immagazzina energia utilizzando due coppie *RedOx* di vanadio (V^{2+} / V^{3+} e V^{4+} / V^{5+}) in due serbatoi elettrolitici. Le reazioni chimiche sono le seguenti:



Le frecce indicano la fase di carica/scarica, ad esempio la freccia verso destra indica la fase di carica dove vengono prodotte le specie VO_2^+ (V^5), al polo positivo, e V^{2+} (V^2), al polo negativo, rispettivamente dai reagenti VO^{2+} (V^4) e V^{3+} (V^3)

Durante la carica: la reazione di riduzione, al polo positivo, estrae elettroni dal collettore e ioni di idrogeno dall'elettrolita; la reazione di ossidazione, al polo negativo, fornisce elettroni al collettore. I protoni (H^+) migrano dall'anodo al catodo attraverso la membrana polimerica, la quale è impermeabile agli elettroni, assicurando così la chiusura della circolazione di carica.

La tensione della cella si attesta approssimativamente attorno a 1,4 V. *VRBs* hanno un eccellente tempo di risposta (inferiore a 1 ms) e possono operare attorno ai 100000 cicli, hanno un'efficienza attorno al 70-80% la principale causa di questo valore risiede nel consumo causato dall'impianto di pompaggio. Seppur mature presentano ancora delle sfide tecnologiche quali bassa stabilità dell'elettrolita e bassa densità energetica.

1.3.3.8.2 Zinc Bromine (ZnBr)

Queste tipologie di batterie sono ancora in fase sperimentale e fanno parte delle batterie a flusso ibride. Nelle ZnBr due soluzioni di elettrolita acquoso contengono i componenti reattivi, che sono basati su composti di zinco e bromo, conservati in due serbatoi. Durante le fasi di carica / scarica, queste due soluzioni elettrolitiche fluiscono attraverso le celle costituite da elettrodi aventi scomparti, realizzati con materiali compositi in carbonio-plastica.

La tensione della cella è 1,8 V. Hanno inoltre una buona tenuta a scariche profonde, i tempi di vita stimati sono dell'ordine di 10-20 anni. I principali limiti sono la corrosione causata dagli elettroliti e la bassa efficienza 65-75%.

1.3.3.8.3 Polysulfide Bromine (PSB)

Un sistema PSB utilizza il bromuro di Sodio e il polisolfuro di Sodio come elettroliti di soluzione salina. Il significativo vantaggio delle PSB è l'alta solubilità degli elettroliti in soluzione acquosa. La tensione generata è di 1,5 V, esse hanno un tempo di risposta nel range di 20 ms. Queste batterie a flusso se comparate con le altre batterie, possono essere pericolose dal punto di vista ambientale dato che durante il loro utilizzo si producono cristalli di Bromo e solfato di Sodio, dannosi per l'ambiente. Anche le PSB, come le ZnBr sono nella fase di sviluppo e non sono ancora entrate nella commercializzazione, si contano solo alcuni impianti pilota.

1.3.4 CONFRONTO

I dati presenti in tabella 4, sono stati estratti dalle tabelle 5 e 6 presentate in [40], i valori, dove possibile, sono stati aggiornati prendendo in considerazione i valori più aggiornati disponibili su en.Wikipedia.org.

Technology	Energy density (Wh/L)	Specific power (W/kg)	Specific energy (Wh/kg)	Power rating (MW)	Energy Capacity (MWh)	Response time	Technical maturity
Lead-acid	60-110	180	33-43	0-20	0.001-40	msec	Mature
NiCd	50-150	150	40-60	0-40	6.75	msec	Commercialized
NiMH	140-300	250-1000	60-120	0.01-3	-	-	Mature
NaS	150-345	150-240	120	0.05-8	0.4	s	Commercialized
ZEBRA	50-300	150	95-120	0-0.3	-	s	Commercializing
Li-ion	250-693	250-340	100-265	0-0.1	0.004-10	msec	Commercialized
VRB	10-33	80-150	30-50	200	800	msec	Commercialized
ZnBr	5.2-70	100	75-85	0.05-2	4	msec	Demonstration
PSB	10.8-60	-	15-30	1-15	0.06	msec	Developing

Technology	Daily self-discharge (%)	Lifetime (years)	Cycling times (cycles)	Round-trip efficiency (%)	DoD (%)	Suitable storage duration	Autonomy at power rating
Lead-acid	0.1-0.6	5-15	3000	50-95	80	mins-days	secs-hrs
NiCd	0.1-0.2	10-20	1500-3000	60-90	100	mins-days	secs-hrs
NiMH	1,2-3	2-15	180-2000	66-92	50	-	-
NaS	almost 0	10-15	1500-5000	89-92	100	secs-hours	secs-hrs
ZEBRA	1-2	10-14	3000-4000	85	80	secs-hours	secs-hrs
Li-ion	0.06	5-15	4000-8000	95	80	mins-days	mins-hrs
VRB	almost 0	20	>100000	75	100	hours-months	secs-24 h
ZnBr	almost 0	5-10	2000-3500	75	100	hours-months	secs-10 h
PSB	almost 0	10-15	800-2000	75	100	hours-months	secs-10 h

Tabella 4 Principali caratteristiche tecniche ed economiche per le differenti batterie esaminate. Fonte: Tabelle 5-6 [40]

CAPITOLO 2 APPLICAZIONI DEGLI *EESS*

2.1 GENERALITÀ

Molti *EESS* possono avere un ruolo chiave se impiegati in sinergia ad impianti *VRE*, in quanto l'intermittenza dei generatori rinnovabili può essere stabilizzata, tramite il servizio svolto dagli *EESS* [47, 48]. Non mancano però applicazioni di *EESS* a livello rete, non integrati ad impianti rinnovabili, dove gli *EESS* agiscono, principalmente, ma non esclusivamente, per compensare i problemi della generazione da fonte rinnovabile distribuita.

Possiamo distinguere in base ai tempi di risposta richiesti all'*ESS* tre servizi, questi servizi raggruppano più applicazioni al loro interno che verranno illustrate nei successivi paragrafi. I servizi in ordine di rapidità di risposta sono [39]:

- *Power Quality*
La regolazione e il *power quality* sono servizi volti a mantenere la fornitura di energia affidabile ed entro ai limiti standard, le loro azioni sono attuate in tempi brevi.
- *Bridging Power*
I servizi *bridging power* mirano ad assicurare continuità nei passaggi da una sorgente elettrica ad un'altra.
- *Energy Management*
Questi servizi hanno un'azione che si esplica in intervalli temporali decisamente superiori agli altri due, l'*energy management* raggruppa differenti applicazioni, dipendenti dalle condizioni operative dell'*ESS*, che mirano al disaccoppiamento della generazione elettrica dal consumo. [43, 44].

A seconda delle applicazioni che devono essere soddisfatti dai vari *ESS* si possono individuare aspetti favorevoli o punti deboli a seconda delle caratteristiche principali dell'apparecchio considerato. Le caratteristiche che si ritengono discriminanti per una prima scelta del dispositivo sono tempo di risposta (*response time*), l'energia accumulabile/scaricabile e potenza nominale.

In base alla potenza richiesta dalla applicazione si determina la scala dell'*ESS*, e si confronta se il mantenimento della potenza, durante il periodo al quale si

vuole far fronte per il determinato applicativo, quindi l'energia richiesta dalla determinata applicazione è compatibile con l'energia nominale dell'impianto.

2.2 POWER QUALITY

Tramite le attività di power quality si cerca di mantenere: la frequenza e la tensione ai loro valori nominali, il fattore di potenza unitario e la forma d'onda prossima a quella sinusoidale, eliminandone il contenuto armonico e i transitori [42].

Le principali attività sono:

- Soppressione delle fluttuazioni:
assorbendo/erogando energia per appianare la generazione dalle *RES*. Beneficio: mitigare le rapide variazioni di potenza erogata, migliorare la stabilità.
- Smorzamento delle oscillazioni:
assorbendo/erogando energia durante improvvisi cali di potenza erogata. Beneficio: ridurre l'instabilità del sistema, se di potenza adeguata possono porre rimedio ai fenomeni di *brownout* e *blackout*.
- Regolazione di frequenza:
assorbendo/erogando potenza per mantenere la frequenza prossima al valore nominale. Beneficio: gestire lo sbilanciamento dell'energia generata-domandata mantenendo il sistema sicuro per tutti gli apparecchi connessi. (Vedasi paragrafo 2.5.1 e 2.5.2)
- Supporto di potenza reattiva:
Iniettando/accumulando potenza reattiva si possono gestire i flussi di potenza iniettati/assorbiti nella/dalla rete. Beneficio: ridurre i cali di tensione e aiutare a mantenere il sincronismo tra corrente e tensione. (Vedesi Capitolo 2.5.4)
- *Low/Over Voltage Ride Through (LVRT / OVRT)*:
Con *LVRT* si intende la capacità di un apparecchio (o sistema) elettrico di restare connesso durante brevi cali di tensione. Beneficio: sostenere l'erogazione di energia elettrica nella rete anche a fronte dei cali di tensione, ciò riduce il rischio di collasso della rete.
Parallelamente alla *LVRT* esiste anche la *Over Voltage Ride Through (OVRT)* che delinea i limiti, in sovratensione, entro i quali l'impianto non può essere scollegato dalla rete.
- Regolazione di tensione:
Assorbire/erogare* energia (potenza reattiva) per mantenere la tensione all'interno dei livelli stabiliti. Benefici: attraverso il cambio

dinamico di potenza da attiva a reattiva si assicura l'aggiustamento del livello di tensione.

- *Uninterruptible Power Supply (UPS):*
Un gruppo di continuità (UPS) è un'apparecchiatura utilizzata per mantenere costantemente alimentati elettricamente in corrente alternata apparecchi elettrici. L'erogazione dell'energia accumulata, all'interno del *ESD* fungente da UPS, si sostituisce a quella pervenuta durante il normale funzionamento, che per qualche motivo non è più disponibile. Benefici: assicurare continuità all'alimentazione di un carico elettrico.

2.3 BRIDGING POWER

- *Forecast hedging mitigation*
Letteralmente mitigazione delle coperture previsionali, è una strategia applicativa che è attuabile presupponendo che il prezzo di vendita dell'energia vari proporzionalmente alla richiesta. Questa strategia, tramite l'assorbimento e l'erogazione di energia ha il fine di mitigare l'incertezza di produzione dalle fonti *RES*. Riduce gli errori della produzione previsionale andando a evitare l'esposizione a zone sconvenienti di vendita e acquisto.
- *Riserva d'emergenza:*
Energia scambiata durante l'utilizzo delle riserve di *spinning* o *non-spinning*. La riserva di *spinning* è l'extra capacità prelevabile dai generatori andando ad aumentare la coppia rotorica. La riserva *non-spinning* o la riserva supplementare è la capacità di generazione aggiuntiva che non è attualmente collegata al sistema ma può essere portata in linea dopo un breve ritardo; nei sistemi di alimentazione interconnessi, ciò può includere la potenza disponibile in tempi brevi importando energia da altri sistemi o ritirando l'energia che viene attualmente esportata in altri sistemi.
- *Black-start:*
Per *black-start* s'intendono le procedure necessarie all'avvio della rete elettrica a seguito di un *black-out* o per rimettere in funzione un grosso

* Per mettere in evidenza i legami esistenti fra tensione e potenza reattiva si può fare riferimento al seguente caso. Si consideri una linea della rete trifase come simmetrica e lineare, il cui comportamento visto da un nodo qualsiasi può essere ricondotto, in regime equilibrato, a quello di un generatore monofase equivalente, avente tensione impressa pari a E_v che è la tensione stellata di linea, e resistenza interna $Z=R+jX$, (con $R \ll X$). Ora inserendo al nodo considerato un carico $E1$ esso causerà un disturbo $\Delta E=|E_v|-|E1|$. Andando a scrivere la relazione che lega le potenze trifase assorbite dal carico e il disturbo lato rete si ottiene: $3(\Delta E E_v - \Delta E^2)=R P+X Q_L$, e fintanto che $\Delta E < 0.5 E_v$ il carico deve erogare una potenza Q_c di natura capacitiva tale da riportare il valore di $Q=Q_L+Q_c$ prossimo a 0. Se invece della connessione di un carico si considera la connessione di un generatore e presupponendo che il disturbo sia di natura esterna, quindi non derivante dalla connessione del sistema alla rete, giocando con le convenzioni delle potenze di generatore/carico e potenza reattiva induttiva/capacitiva per contrastare un $\Delta E > 0$ ($|\Delta E| < 0.5 E_v$) si dovrà erogare una potenza reattiva di natura induttiva. [53]

impianto di produzione. In questo caso gli *EES* possono venire usati come sostitutivi o integratori ai motori diesel, normalmente predisposti per il black-start; gli *EES* possono anche aiutare nell'energizzazione delle linee di trasmissione.

2.4 ENERGY MANAGEMENT

- *Peak shaving*, livellamento del carico e *time shifting*:
L'azione di *peak shaving*, letteralmente "rasatura dei picchi", è una metodologia di gestione dell'*EES* basata su una forte e solida previsione dell'andamento del carico. Questa ipotesi d'andamento è in realtà il forte limite che si riscontra ad oggi per determinare correttamente le zone nelle quali si provvederà a tagliare i picchi, scaricando la batteria, e appianare le valli, caricando la batteria. Un *peak shaving* estremo, dove con estremo si intende che l'azione è continuativa durante tutto il periodo, porta ad un livellamento del carico. Le ragioni e i conseguenti benefici per attuare questa gestione energetica possono essere differenti e dipendenti dalle specifiche condizioni operative.
Più in generale queste azioni possono essere note col nome di *time shifting* in quanto sostanzialmente vanno a modificare l'andamento temporale dei carichi.
- Energy Arbitrage:
La modalità di gestione arbitraggio energetico prevede di prelevare energia dalla rete, quando il prezzo è basso, caricando le batterie, e iniettare energia nelle fasi in cui il prezzo di mercato è maggiore, attuando così una sorta di speculazione energetica. In questa modalità oltre all'incognite di natura previsionale degli andamenti dell'energia, si aggiunge ad esse l'incognita sulle variazioni del prezzo energetico, variazioni sul prezzo che non sempre rispondono alla legge economica dell'andamento del prezzo in funzione della domanda-offerta [45].
- Combattere il congestionamento di rete:
Questa modalità consente di accumulare energia negli *ESS* quando la produzione di potenza, ad esempio di una *VRE* è talmente elevata da far circolare valori di corrente superiori all'*ampacity* della linea. Col termine *ampacity* si intende la corrente massima fisicamente sostenibile da una linea di trasmissione. Gli *EES* impiegati in questo ambito sono una sorta di sifone energetico, che viene riempito, accumulando corrente, quando si ha il superamento dell'*ampacity*.
L'energia accumulata viene rimessa in rete quando la potenza prodotta dalla *VRE* è tale da far circolare una corrente al disotto dell'*ampacity*.

Esiste un impiego di questo tipo anche in Italia, per la gestione della sovrapproduzione di un parco eolico. [46]

- *Unit commitment.*

L'impiego degli *EES* può essere una valida soluzione anche per le problematiche legate al *unit commitment*, termine con cui sostanzialmente si intendono le problematiche di natura matematica, risolte tramite un algoritmo di ottimizzazione, per far lavorare assieme più generatori elettrici tenendo conto dei vari rendimenti e dei vari costi di gestione che insistono sui differenti impianti e cercando ad esempio di far lavorare gli impianti al più basso costo possibile. Si possono cercare soluzioni ad hoc tenendo conto dell'influenza dell'accumulo.

- Accumulo stagionale:

Accumulo per lunghi periodi di tempo per sopperire a cali di domanda o extra richieste stagionali. Particolarmente adatte a questo scopo sono le batterie a flusso, grazie alla loro grande capacità di storage e la bassa auto scarica.

2.5 POWER QUALITY: DIRETTIVE TERNA

Nel proseguo ci focalizzeremo sulle applicazioni a livello stazionario degli *EES* e il loro utilizzo nel sistema elettrico con funzione di power quality, delineando le richieste che Terna esige dai suddetti impianti.

Terna essendo il *Transmission System Operator (TSO)* deve gestire le operazioni di dispacciamento di potenza. Quindi teoricamente a Terna dovrebbero essere preclusi il possesso di impianti *EES*, in quanto per suo statuto non può vendere e comprare energia dalla sua stessa rete. Fermo restando queste considerazioni, a terna è consentito possedere impianti di storage quando quest'ultimi sono la soluzione, economicamente più conveniente, per risolvere problemi incorrenti nella rete di trasmissione, come ad esempio quelli legati alla congestione di linea.

Innanzitutto, definiamo: il campo minimo di funzionamento nella modalità "in parallelo alla rete" (Figura 10) e l'insensibilità alle variazioni di tensione (Figura 11).

Come si evince dalla figura 10, i sistemi *EES* devono essere costruiti e realizzati per restare in parallelo anche in condizioni di emergenza e di ripristino di rete. Tutti gli *EES*, in ogni condizione di carico e generazione, devono essere in grado di rimanere connessi stabilmente al punto di connessione per valori di tensione compresi nel seguente intervallo:

- $85\% V_n \leq V \leq 115\% V_n$, dove V_n indica la tensione nominale

- $46,5 \text{ Hz} \leq f \leq 52,5 \text{ Hz}$, dove f indica la tensione di rete.

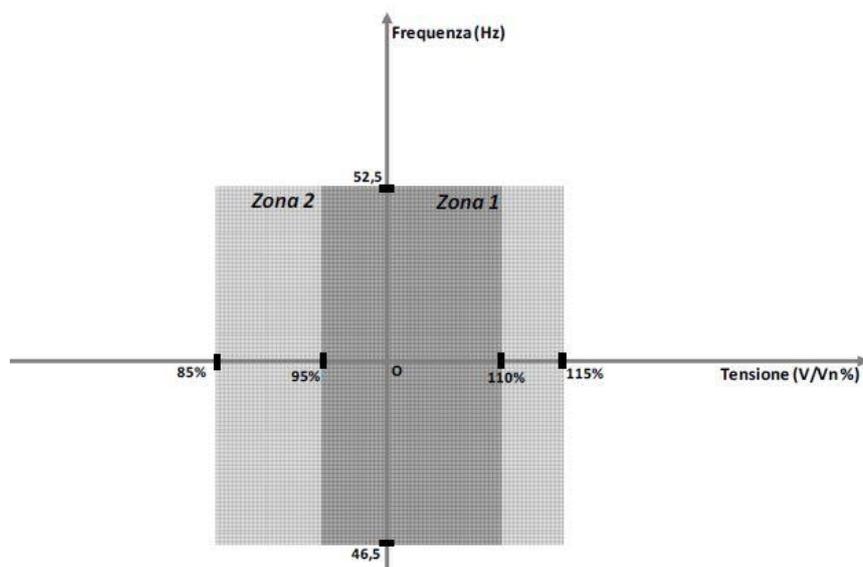


Figura 10 Campo di funzionamento per gli EESS. Terna Specifiche Tecniche ST13 001SL TPINN

Tali valori sono da intendersi misurati al punto di connessione della rete.

All'interno della Zona 1, funzionamento nominale, il sistema deve poter garantire un funzionamento stabile, affidabile ed essere in grado di erogare (assorbire) la potenza continuativa di scarica (potenza continuativa di carica) con continuità, fermo restando logicamente ai suoi limiti energetici derivanti dall'energia nominale finita.

Nella Zona 2, funzionamento eccezionale, si accetta un deterioramento delle prestazioni in termini di potenza attiva erogabile o assorbibile. Tale deterioramento dovrà essere proporzionale allo scostamento dal valore nominale di tensione fino ad un massimo pari al 15%.

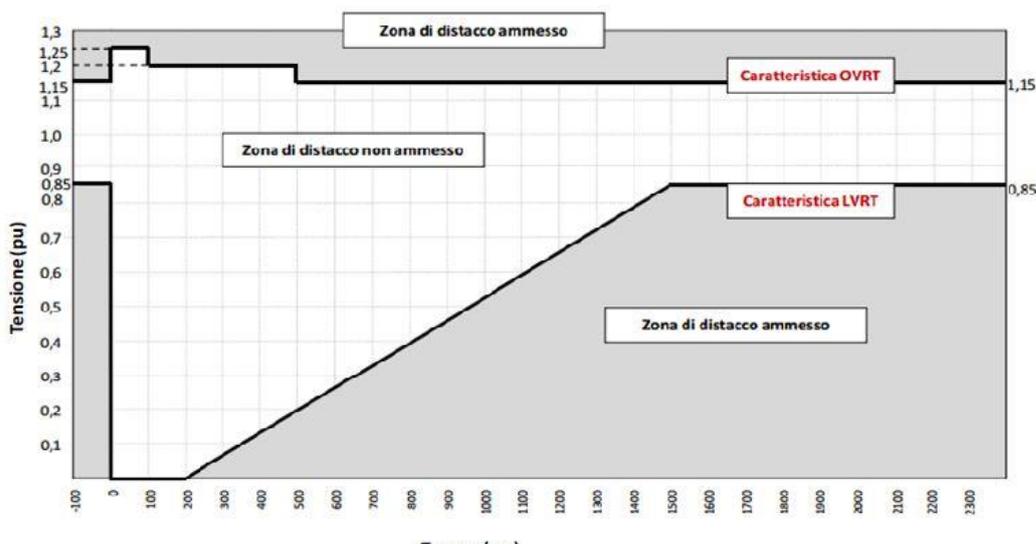


Figura 11. LVRT (Low voltage ride through) e OVRT (Over voltage ride through) per gli EESS connessi all'impianto di connessione. Fonte: Terna Specifiche Tecniche ST13 001SL TPINN

Si richiede al sistema *EESS* la non disconnessione durante i cali di tensione conseguenti ad un qualsiasi tipo di cortocircuito, che sia esterno, monofase o polifase. Inoltre, per fronteggiare i transitori aumenti di tensione che accompagnano la rimozione di un cortocircuito, deve essere garantito il mantenimento della connessione al punto di connessione per sopraelevazioni della tensione, così come mostrato in figura 11.

Avendo sopra definito con precisione le zone operative a cui il sistema deve far fronte, andiamo a illustrare le applicazioni basilari predisposte per questi sistemi che svolgono un servizio di *power quality*.

Le applicazioni sono:

- Regolazione primaria di frequenza.
- Regolazione secondaria frequenza/potenza.
- Integratore Locale di Frequenza (*ILF*)
- Regolazione della tensione.
- Accumulo/rilascio di energia
- SOC Obiettivo.

Nel seguito si entrerà nello specifico di ogni applicativo (paragrafi 2.5.1-7).

Le applicazioni possono essere attivate o disattivate sia da remoto che da un operatore in loco.

Si prevede inoltre che venga assegnata loro una priorità, per determinare quale applicazione abbia la precedenza di esecuzione rispetto alle altre. Non possono esserci applicazioni aventi pari numero di priorità, essendo mutualmente esclusive. Deve essere consentita la modifica dei valori di priorità con un algoritmo di rotazione. Un possibile schema dell'algoritmo è presentato in figura 7.

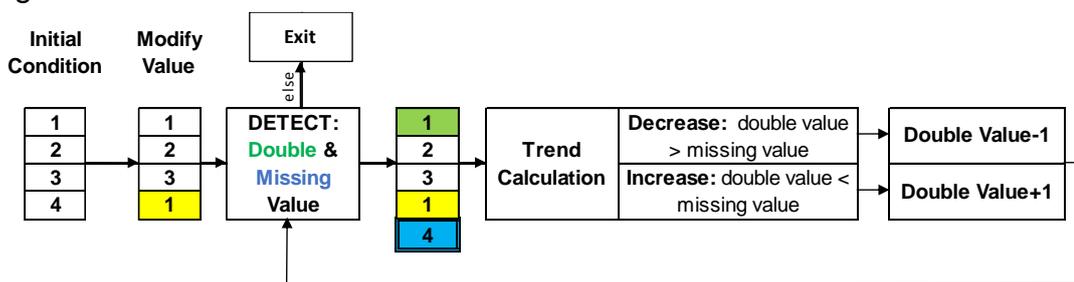


Figura 12 Algoritmo rotazione priorità

L'algoritmo è stato implementato in ambiente CODESYS, software che permette l'agevole trasferimento dei programmi ai PLC.

```
PROGRAM Regolazione_priorieta
VAR_INPUT
    Priority: ARRAY [0..4] OF INT := [1,2,3,4,5];
END_VAR
VAR_OUTPUT
```

```

Priority_Hold: ARRAY [0..4] OF INT:= [1,2,3,4,5];
END_VAR
VAR
    New_value: INT;
    Missing_Value: INT;
    Posizione_Sostituita: INT;
    Posizione_doppia: INT;
    Vattene:INT;
    Sostituito: INT;
    Posizione_Sostituto: INT;
    INC: BOOL;
    DEC: BOOL;
    Stop: BOOL;
    k: INT;
    i: INT;
END_VAR

```

```

FOR k:=0 TO 4 BY 1 DO
    (* Ricerca nuovo valore *)
    IF Priority[k]<>Priority_Hold[k] THEN
        Missing_Value:=Priority_Hold[k];
        New_value:=Priority[k];
        Posizione_Sostituita:=k;
        Stop:=FALSE;

    END_IF
END_FOR
(* Ricerca dupliato 1**)
FOR k:=0 TO 4 BY 1DO
    IF Priority_Hold[k]=New_Value THEN
        Posizione_doppia:=k;
        EXIT;
    END_IF
END_FOR
(*Tendenza*)
IF stop=FALSE THEN
    IF New_value<Missing_Value THEN
        INC:=TRUE;
        DEC:=FALSE;
        Vattene:=1;
    ELSIF New_value>Missing_Value THEN
        DEC:=TRUE;
        INC:=FALSE;
        Vattene:=1;
    ELSIF New_value=Missing_Value THEN
        DEC:=FALSE;
        INC:=FALSE;
        Vattene:=69;
    END_IF
END_IF
IF DEC=TRUE OR INC=TRUE THEN
    WHILE Vattene<>69 DO
        Vattene:=69;
        IF DEC=TRUE AND INC=FALSE THEN
            Priority[Posizione_doppia]:=Priority_Hold[Posizione_doppia]-1;
            Sostituito:=Priority[Posizione_doppia];
            Posizione_Sostituto:=Posizione_doppia;
        ELSIF INC=TRUE AND DEC=FALSE THEN
            Priority[Posizione_doppia]:=Priority_Hold[Posizione_doppia]+1;
            Sostituito:=Priority[Posizione_doppia];
            Posizione_Sostituto:=Posizione_doppia;
        END_IF
        FOR i:=0 TO 4 BY 1 DO

```

```

IF Priority[j]=Sostituito AND i<>Posizione_Sostituito AND i<5 THEN
    Posizione_doppia:=i;
    vattene:=Priority[Posizione_doppia];
    EXIT;
END_IF
END_FOR
END_WHILE
END_IF
Priority_Hold:=Priority;
Stop:=TRUE;

```

La scala di priorità, congiuntamente allo stato (attivo o disattivo) dell'applicazione, è essenziale all'allocazione delle risorse tenendo conto della *capability* residua. In altre parole, si andrà a saturare la *capability* in ordine di priorità, a seconda che l'applicazione sia attiva o meno. L'allocazione di potenza inizia quindi dall'applicazione attiva con priorità inferiore.

2.5.1 REGOLAZIONE PRIMARIA DI FREQUENZA

Il servizio di regolazione primaria consiste nell'effettuare una variazione della potenza in esecuzione proporzionale all'errore della frequenza rispetto al suo valore nominale. Verrà esaminata in dettaglio al capitolo 3.

2.5.2 REGOLAZIONE SECONDARIA DI FREQUENZA

Questo applicativo consiste nell'eseguire una variazione dell'attuale valore di potenza sulla base di un segnale di livello, L , di tipo 0 – 100, inviato dall'Sistema Centrale di Controllo Integrato (SCCI) al Sistema di Controllo Integrato (SCI) locale. Quindi sullo SCI non deve risiedere alcun algoritmo per il calcolo del livello, in quanto il segnale di livello viene inviato da SCCI; ricevuto il segnale di livello percentuale L lo SCI determina una variazione della potenza attiva, ΔP , (positivo o negativo) nei limiti stabiliti dalla semibanda di regolazione impostata in termini % della potenza massima.

Il segnale di livello inviato da Terna è periodico, inviato ogni 8s con uno step massimo del 4%. A differenza del servizio di regolazione primaria, il servizio di regolazione secondaria ha come parametro una semibanda che “segue” la potenza attuale, e rappresenta quindi una fascia di variazione della potenza intorno alla potenza di programma o di set-point. Il livello pari a 0 rappresenta l’estremo inferiore della semibanda, il livello pari a 100 rappresenta l’estremo superiore della semibanda. Il livello pari a 50 corrisponde al centro-banda, dunque la potenza rimane invariata rispetto al programma o set-point di potenza in esecuzione. (Figura 13)

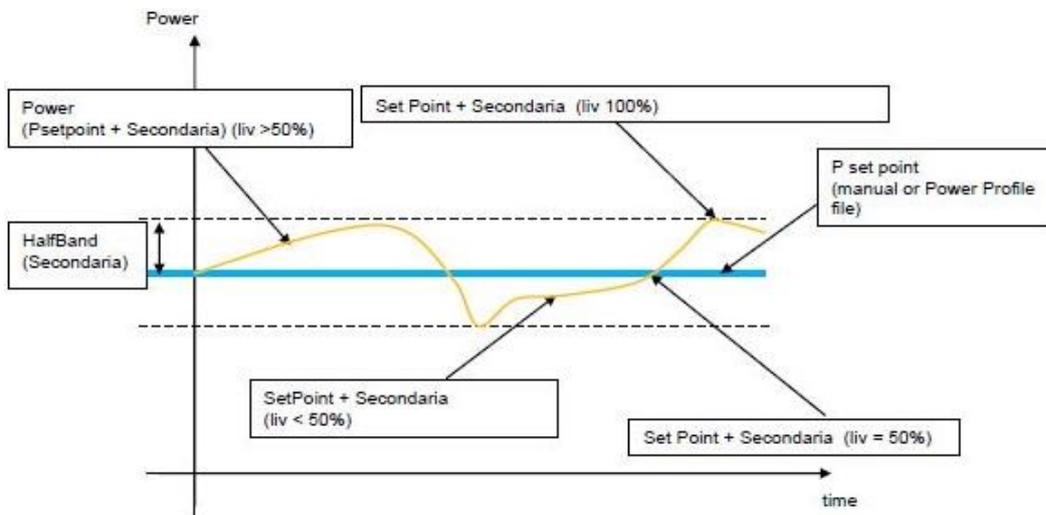


Figura 13 Andamenti regolazione secondaria

2.5.3 INTEGRATORE LOCALE DI FREQUENZA

L'Integratore Locale di Frequenza, ILF, esegue una regolazione locale di tipo integrale, in aggiunta alla regolazione primaria, coordinando l'erogazione di potenza attiva con il fine di ristabilire la frequenza di rete alla frequenza nominale. All'attivazione dell'ILF la regolazione di frequenza secondaria deve essere bloccata; dunque a partire dal valore di potenza istantanea a cui si trova l'impianto inizierà il contributo integrale, in somma (algebrica) alle richieste della regolazione primaria di frequenza.

L'azione integrale C_{if} , una volta attivata (superamento della soglia di attivazione), agisce con un controllo a valle di una banda morta di frequenza (*Banda Morta*) con un guadagno di base (T_s pari di default a 6.4 sec).

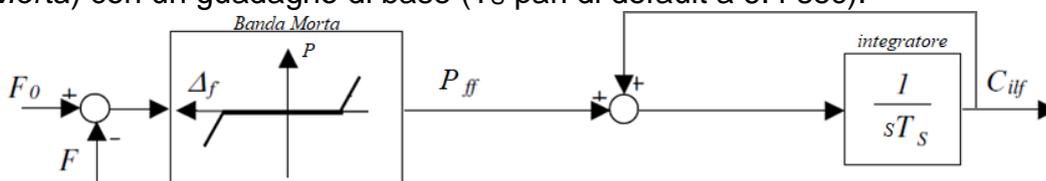


Figura 14 esempio di possibile azione integrale

L'ILF viene attivato dall'errore di frequenza rispetto al valore nominale; si prevede:

- Una soglia di attivazione, settabile dall'utente e di default pari alla differenza di frequenza rispetto al valore nominale Δf di +/- 300 mHz.
- Una soglia di disattivazione, settabile dall'utente e di default pari a +/- 100 mHz.
- Reset con comando manuale e con automatismo con soglia settabile dall'utente, default pari a +/- 30 mHz per 5 min.

L'azione dell'ILF si disinserisce, senza resettare l'integratore, quando la variazione di frequenza rientra negli intervalli della soglia di disattivazione. Dopo la prima inserzione è sufficiente superare l'errore di frequenza pari alla soglia di disattivazione affinché si attivi nuovamente l'azione integrale. Solo dopo il reset l'attivazione torna ad essere avviata dal superamento della soglia di attivazione.

2.5.4 REGOLAZIONE DI TENSIONE PRIMARIA

Il servizio di regolazione della tensione primaria non è unico, possiamo esplicitare due possibili regolazioni in base al riferimento considerato, le quali corrispondono a due modi operandi mutualmente esclusivi:

- Regolazione di tensione su nodo pilota.
Regolazione che viene attuata a seguito della ricezione di un segnale esterno inviato dai centri remoti. Il segnale può essere: un set-point di potenza (valore assoluto o percentuale) o un errore di tensione. L'attivazione di questa regolazione prevede la sospensione della regolazione con riferimento alla sbarra locale.
- Regolazione di tensione con riferimento sbarra locale.
Al sistema *EESS* viene richiesta la regolazione della tensione al punto di connessione ad un valore di riferimento V_{rif} predefinito o inviato da remoto. Sono previste soglie di isteresi parametrizzabili (figura 15).

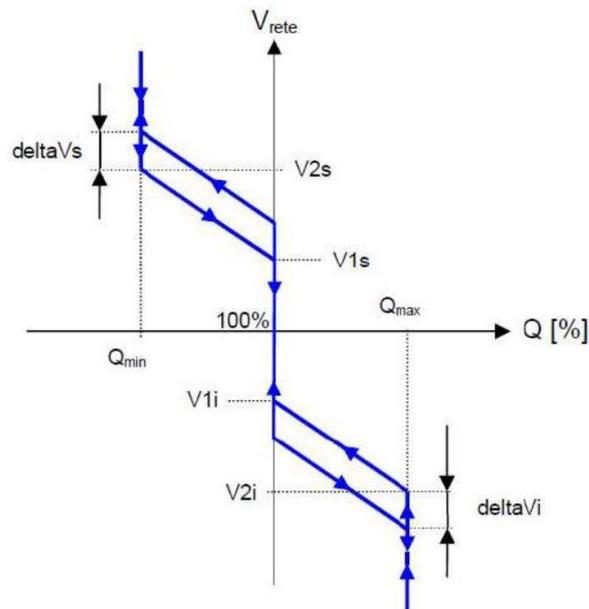


Figura 15 Realizzazione della regolazione di tensione locale

2.5.5 SERVIZIO DI ACCUMULO/RILASCIO ENERGIA

Il servizio consiste nel far operare il sistema *EESS* a valori di potenza attiva, P , comunicati mediante programma o set-point, valori positivi di P corrispondono a potenza uscente dal sistema, viceversa se negativi. La definizione di questo servizio è comunque necessaria al fine di permettere la gestione delle priorità tra i diversi servizi. Se ad esempio questo servizio fosse quello a priorità massima è da intendersi che nessun altro servizio può modificare i valori di P , mentre la Q può variare utilizzando il residuo della *capability* (qualora sia contemporaneamente attivo il servizio di regolazione della tensione). Se questo servizio non è a priorità massima o è disabilitato allora i servizi a priorità maggiore hanno la possibilità di modificare le potenze P rispetto al programma, secondo le leggi proprie del servizio e le priorità definite.

2.5.6 SOC OBIETTIVO

Lo scopo del comando è quello di portare l'*EESS* al valore di SOC richiesto. Questo predispone l'*EESS* all'esecuzione d'un determinato servizio. Il raggiungimento di un determinato SOC Obiettivo può essere richiesto in due modi:

- mediante file XML, indicando la coppia SOC–Tempo o SOC–Potenza.

La coppia di valori sarà scelta a partire dalle informazioni disponibili nelle matrici di disponibilità dedicate allo scopo, (vedasi sotto) indicando una coppia (riga) della matrice o una coppia di valori interpolati tra i valori di due righe mediante regole prestabilite.

- inviando un comando manuale indicante il SOC e un valore di potenza. Questa modalità è attuabile nel caso in cui le matrici non siano disponibili all'utente finale. Le richieste di raggiungimento del SOC, devono essere coerenti con il verso dichiarato della stessa potenza. Possono essere scartati, dandone comunicazione, i comandi in cui la richiesta del SOC obiettivo e la potenza accoppiata siano incoerenti.

Matrici di disponibilità

Le matrici di disponibilità, sono sostanzialmente delle tabelle all'interno delle quali è predetto il comportamento dell'*EESS* per delle specifiche condizioni operative, in base alla richiesta alla quale l'*EESS* deve rispondere le matrici di disponibilità possono essere di differente priorità:

- in potenza: ha lo scopo di fornire le evoluzioni ammissibili per un set di potenze, comprendenti sia la carica che la scarica, il cui incremento è prestabilito; fornisce quindi i relativi tempi massimi per il quale è possibile sostenere la relativa potenza e il SOC finale.
- in tempo: ha lo scopo di fornire le evoluzioni ammissibili per un set, finito, di tempi il cui incremento è prestabilito; fornisce quindi il massimo valore di potenza sostenibile per una data durata di tempo, ed il corrispondente SOC che verrebbe raggiunto. Per ogni durata temporale si avranno a disposizione la coppia di potenze, relative alla carica e alla scarica.
- in SOC: ha lo scopo di fornire le evoluzioni ammissibili, a potenza costante e per un dato tempo, delle differenti possibilità d'utilizzo per raggiungere un dato il SOC_{finale} richiesto. Fornisce quindi il tempo per il quale è possibile sostenere una data potenza per raggiungere il SOC_{finale} richiesto. A differenza delle matrici con priorità dei tempi o della potenza vengono calcolate le coppie di valori potenza-tempo ammissibili al fine di raggiungere il SOC_{finale} specificato.

Queste matrici hanno un ruolo chiave per gestire i differenti moduli del sistema di accumulo. Dato che la loro deriva, per le caratteristiche intrinseche, sarà differente e può essere opportuno periodicamente riallinearle.

2.5.7 ASSERVIMENTO AL SISTEMA DI DIFESA

L'asservimento al sistema di difesa, non deve essere inteso come un applicativo ma come una "predisposizione" dell'impianto. Qualora questa modalità venga attivata la richiesta proveniente dal sistema di difesa ha sempre la priorità massima su qualsiasi altro servizio attivo.

L'asservimento al sistema di difesa, oltre ad avere uno stato attivo/non attivo (deciso quindi dall'utente) ha anche uno stato di disponibile/indisponibile. Resta quindi inteso che il sistema si dichiarerà indisponibile ad espletare i comandi provenienti dal sistema di difesa nei casi in cui questo comando non sia realizzabile per limitazioni contingenti d'impianto; tra queste limitazioni è da considerarsi anche il fatto che sia configurato per l'utilizzo in locale (come ad esempio nelle procedure di manutenzione). Tramite la disponibilità/indisponibilità del sistema ad eseguire i comandi del sistema di difesa si permette anche allo stesso di calcolare correttamente le quantità delle risorse effettivamente disponibili (istante per istante) ed effettivamente asservite a tale sistema di protezione (valutare la sola attivazione porterebbe a sovrastimare le risorse disponibili).

Il ritorno della disponibilità/indisponibilità ad eseguire i comandi del sistema deve essere preveduto verso il sistema di difesa e verso il Sistema di Controllo e Conduzione di Terna (SCCT).

CAPITOLO 3 REGOLAZIONE PRIMARIA DI FREQUENZA PRIMARIA

In questo capitolo si esaminerà in dettaglio la regolazione primaria di frequenza, esaminando dapprima le prescrizioni europee e successivamente caratterizzando la regolazione in modo generale, e con generale si intende le prestazioni che vengono richieste ai grossi gruppi di produzione, e in seguito si vedrà come gli *EESS* possono inserirsi e come rispondono alle condizioni richieste dalla regolazione primaria.

Prima di tutto, cerchiamo di fare chiarezza sul perché e cosa in termini pratici significa regolare la frequenza.

Da come è ben noto l'energia richiesta globalmente dagli utilizzatori deve essere soddisfatta istantaneamente. Lo squilibrio che si viene a creare dalla mancata uguaglianza domanda-offerta di potenza elettrica, fa sì che la frequenza di rete si modifichi, un aumento di potenza richiesta (o calo di offerta) farà sì che la frequenza di rete cali; possiamo quindi sostenere che cercare di mantenere costante la frequenza ed uguale a quella nominale, significhi soddisfare istantaneamente l'uguaglianza domanda e offerta di energia elettrica. Storicamente, come è ben noto la produzione di energia s'è basata su generatori che usano come fonte energetica l'acqua, il vapore oppure il combustibile, essi nel proseguo verranno detti impianti tradizionali.

3.1 PRESCRIZIONI UCTE PER LA REGOLAZIONE PRIMARIA DELLA FREQUENZA

Il valore nominale della frequenza assunto all'interno dell'area sincrona *Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE)* è di 50 Hz e a fronte di una variazione superiore a ± 20 mHz si deve attivare la regolazione primaria. L'autoregolazione del carico considerata è del 1%/Hz, il che indica che un abbassamento di frequenza di 1 Hz comporta una diminuzione del carico del 1%. L'*UCTE* stabilisce, anno per anno, un incidente di riferimento, definito con il criterio del "caso peggiore". Attualmente tale incidente è fissato come la perdita contemporanea di due grandi gruppi di generazione da 1500 MW, per un totale di 3 GW persi.

A fronte di tale circostanza, la regolazione primaria deve:

- Sopperire interamente al conseguente deficit di potenza
- Contenere il picco dell'errore di frequenza durante il transitorio (Δf_{din}) entro ± 800 mHz, in modo tale da mantenere la frequenza al di sopra dei 49 Hz (soglia di intervento automatico dei primi alleggeritori di carico)
- Ripristinare la frequenza entro ± 180 mHz dalla frequenza nominale a transitorio esaurito, considerando un effetto autoregolante del carico pari a 1%/Hz oppure ± 200 mHz senza considerare tale effetto. A fronte di un tale errore deve essere erogata tutta la riserva primaria.

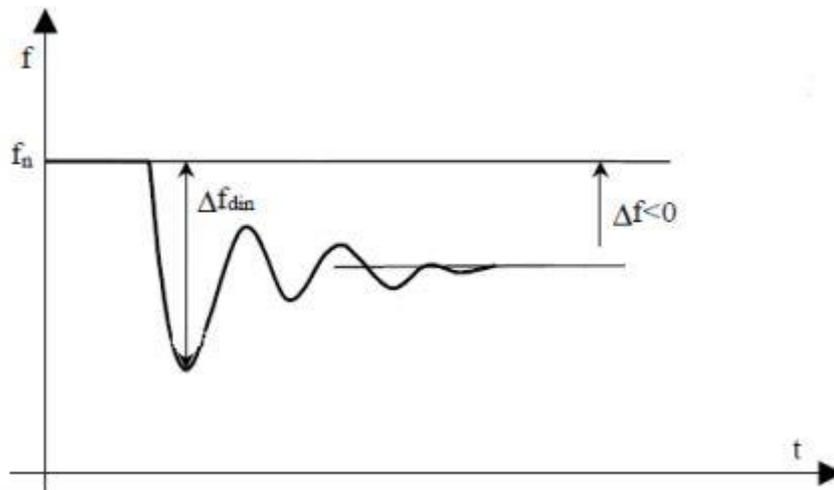


Figura 16 Transitorio di frequenza a seguito di uno squilibrio

Ad ogni modo a fronte dell'incidente di riferimento, la regolazione primaria deve mantenere un funzionamento affidabile del sistema, senza la necessità di un distacco automatico del carico o il distacco da parte delle unità di generazione collegate alla rete.

La regolazione primaria si basa sul principio di solidarietà tra le varie zone di regolazione per garantire l'affidabilità del sistema. Ciò include una distribuzione globale di riserve e azioni di controllo. La riserva totale di regolazione primaria (in MW) necessaria per il funzionamento, nell'area sincrona UCTE è della stessa dimensione dell'incidente di riferimento (3000 MW). Ogni area di controllo deve contribuire alla riserva di regolazione primaria proporzionalmente all'energia annua prodotta all'interno della stessa area di controllo. Affinché la riserva della regolazione primaria sia ripartita fra tutti.

Le quote della riserva della regolazione primaria per ciascun'area di controllo sono definite moltiplicando l'intera riserva di regolazione primaria per i coefficienti di partecipazione " C_i ":

$$C_i = E_i / E \quad (11)$$

Dove E_i è l'energia annua prodotta nell'area di controllo i-esima, ed E è l'energia prodotta dall'intero sistema. Di conseguenza i valori nominali di riserva primaria e di energia regolante che l'area i-esima deve assicurare risultano:

$$R_i = C_i R \quad (12)$$

$$\lambda_i = C_i \lambda \quad (13)$$

Con R_i si è indicato la riserva primaria che spetta alla area i-esima, R è la riserva totale dell'area sincrona UCTE, mentre λ_i è l'energia regolante che spetta all'area i-esima e λ è l'energia regolante dell'intera rete, se si esclude l'autoregolazione del carico, la si può valutare in questo modo:

$$\lambda = \frac{3000 MW}{0,2 Hz} = 15000 MW/Hz \quad (14)$$

I coefficienti di partecipazione sono determinati e pubblicati annualmente dal TSO forum, per ogni area di controllo, e la somma di tutti i coefficienti deve essere pari ad 1.

Quindi ogni area di controllo deve contribuire alla correzione di un disturbo proporzionalmente al proprio coefficiente di partecipazione.

A fronte di una variazione di frequenza pari a ± 200 mHz deve essere attivata l'intera riserva primaria.

La regolazione primaria deve intervenire dopo pochi secondi dalla variazione di frequenza, ed almeno il 50 % della riserva primaria deve essere erogato entro 15 secondi, mentre dal 50% e 100% il tempo di implementazione sale linearmente a 30 secondi.

Per quanto riguarda i regolatori, l'UCTE raccomanda che le zone di insensibilità involontarie siano ridotte al minimo e comunque non superiori a ± 10 mHz. Nel caso in cui si verificano incidenti di grandi dimensioni, come la perdita improvvisa di generazione o di carico che superano rispettivamente 600 MW o 1000 MW, questi eventi vengono registrati ed analizzati dai TSO. Le informazioni richieste sull'incidente, riguardano la posizione in cui si è verificato, il tempo, la dimensione ed il tipo di disturbo. Queste informazioni vengono registrate e rese disponibili ai TSO membri attraverso il TSO forum.

Inoltre, nel caso in cui si ha la perdita di un generatore sul quale è allocata una riserva di regolazione primaria, la perdita immediata di riserva primaria deve essere limitata a 90 MW (il 3% della dimensione dell'incidente di riferimento). Ogni TSO è responsabile della regolazione primaria nella propria area di competenza. È previsto inoltre che qualsiasi area di controllo può aumentare la propria riserva di regolazione primaria del 30 % (purché non si superino 90 MW), offrendola per coprire una parte della riserva primaria di un'altra area di controllo adiacente, o all'interno dello stesso blocco di controllo.

Infine, l'UCTE prevede che in condizioni di normale funzionamento la riserva primaria in ogni area deve essere disponibile con continuità e senza interruzioni, ed inoltre che le riserve di regolazione primaria e secondaria devono essere avviabili in modo indipendente l'una dall'altra. [52]

3.2 IMPIANTI TRADIZIONALI E LORO CARATTERISTICA FREQUENZA-POTENZA

Gli impianti tradizionali sono basati sul funzionamento di un generatore rotante, il più comune è il motore asincrono. Considerando un generatore in regime di funzionamento quasi-stazionario, senza scendere troppo in dettaglio, possiamo dire che un generatore asincrono ad una variazione nella richiesta di potenza, esso manifesta immediatamente una variazione della coppia resistente applicata all'albero.

Lo squilibrio conseguente tra coppia motrice C_G e coppia resistente C_U , l'uguaglianza delle quali caratterizza la marcia a velocità costante Ω , determina un'accelerazione, positiva o negativa a seconda che la richiesta di potenza diminuisca od aumenti.

Durante il transitorio, cioè nell'intervallo di tempo in cui permane lo squilibrio, le apparecchiature di regolazione della sorgente di energia primaria (flusso di vapore, portata idraulica o flusso di combustibile), pilotano il generatore verso una nuova situazione di equilibrio, raggiunta quando C_G ridiventa uguale a C_U , e considerando unitario il rendimento della macchina, P_G (potenza generata dal motore primo uguale a P_U (potenza richiesta dai carichi o uscente dall'alternatore).

Il funzionamento a regime di un generatore elettrico, è perciò caratterizzato dalle equazioni:

$$P_G = P_U \quad (15)$$

$$C_G = C_U \quad (16)$$

$$\Omega = \frac{P_G}{C_G} = \frac{P_U}{C_U} \quad (17)$$

Quando le condizioni di equilibrio espresse dalle (15-17) si verificano a velocità diverse, il generatore effettua la regolazione primaria.

La frequenza elettrica è direttamente proporzionale alla velocità di rotazione, quindi la variazione di potenza determina una variazione della frequenza.

Il legame tra variazione di potenza $\Delta P = P_2 - P_1$ e variazione di frequenza $\Delta f = f_2 - f_1$ (dove i pedici 1 e 2 indicano rispettivamente la situazione di regimi iniziale e finale), quando le variazioni di frequenza sono percentualmente piccole come si verifica nelle reti elettriche, il legame tra ΔP e Δf si può esprimere matematicamente con una relazione lineare:

$$\Delta P = -K_R \Delta f \quad (18)$$

Il segno meno indica che un aumento della potenza erogata comporta una diminuzione della frequenza e viceversa.

Infatti, un aumento della potenza richiesta provoca un aumento della coppia resistente con un rallentamento della macchina, quindi una diminuzione della velocità e della frequenza.

K_R , ha le dimensioni di un'energia e, all'interno del campo di variazione ammesso per la frequenza, si può considerare costante, essa è detta energia regolante del generatore, ed indica la variazione di potenza corrispondente alla variazione di frequenza di 1 Hz.

La variazione della potenza si ottiene regolando il flusso del combustibile che alimenta il motore primo o il flusso d'acqua o di vapore, che aziona la turbina che mantiene in rotazione l'alternatore.

K_R , è dunque una costante caratteristica della macchina e dipende dalle impostazioni di regolazione adottate.

Se indichiamo con f_0 e f_1 le frequenze che delimitano il campo di regolazione, rispettivamente la frequenza di funzionamento a vuoto del generatore ($P_G=0$) e la frequenza alla quale il generatore eroga la potenza nominale P_N ($P_G=P_N$), indicando poi con f_N la frequenza nominale, intermedia alle due precedenti, e si definisce con

$$\sigma = \frac{f_0 - f_1}{f_N} \quad (19)$$

il grado di statismo della macchina o semplicemente statismo, si può scrivere

$$K_R = -\frac{P_N - 0}{f_1 - f_0} = \frac{P_N}{f_0 - f_1} = \frac{P_N}{\sigma f_N} \quad (20)$$

Ad esempio, per un grado di statismo regolabile tra il 4% e l'8%, l'energia regolante di un gruppo di potenza nominale P_N , considerando $f_N = 50$ Hz, varia tra la metà ed un quarto della stessa P_N .

$$K_R = \frac{P_N}{\sigma f_N} = \frac{P_N}{0.04 * 50} \div \frac{P_N}{0.08 * 50} = (0.5 \div 0.25)P_N \quad (21)$$

L'energia regolante è dunque inversamente proporzionale al grado di statismo. Le espressioni matematiche precedenti possono essere rappresentate nel piano cartesiano potenza-frequenza. Dalle (20) e (21), ponendo nulla la potenza alla frequenza f_0 , indicando con P la potenza alla frequenza f si ha

$$f = f_0 - \frac{P}{K_R} = f_0 - \sigma \frac{f_N}{P_N} P \quad (22)$$

che è la caratteristica statica della macchina.

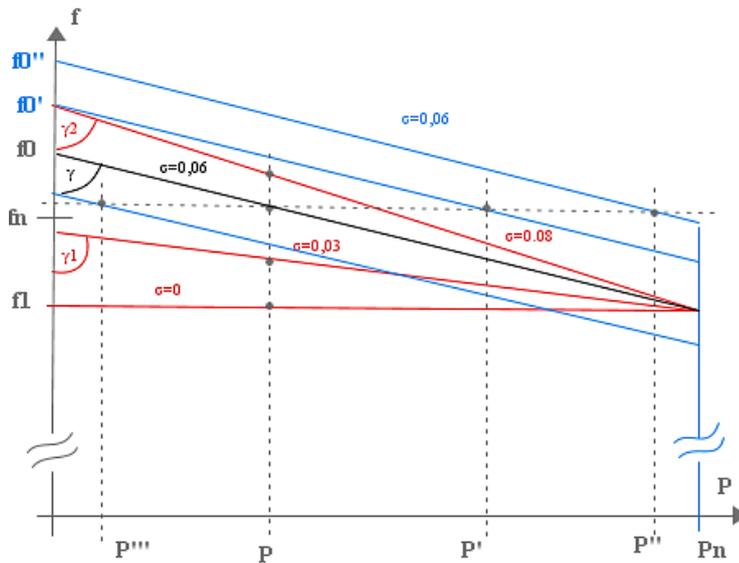


Figura 17 Caratteristiche statiche di una stessa macchina, ottenute variando i parametri di regolazione.

Nella figura 17 sono riportate diverse caratteristiche statiche di una stessa macchina, ottenute variando i parametri di regolazione. Sono segmenti di retta la cui pendenza dipende dall'energia regolante.

Il rapporto P_N/f_N è una costante. Il regolatore permette però di variare il grado di statismo σ , quindi l'energia regolante K_R che, nel grafico, corrisponde alla tangente trigonometrica dell'angolo γ .

Aumentando il grado di statismo diminuisce la potenza regolante, ed aumenta la frequenza a cui si ha una data potenza P ; nel grafico i segmenti rossi rappresentano caratteristiche statiche di una macchina di potenza nominale P_N al variare dello statismo. Essi aumentano la loro pendenza all'aumentare dello statismo, o, che è lo stesso, della frequenza f_0 a cui la macchina lavora a vuoto, e le loro intersezioni con la retta verticale in corrispondenza della potenza generica P si hanno ad una frequenza tanto maggiore quanto maggiore è la pendenza. Se lo statismo è maggiore di zero ad ogni potenza corrisponde una determinata frequenza.

Le varie condizioni sono rappresentate, nella figura 17, dalle rette rosse e nera. La potenza non può crescere oltre il valore nominale. Quindi se la frequenza dovesse scendere al di sotto di f_1 , il regolatore impedisce l'incremento di potenza che resta uguale a P_N . Da qui il tratto verticale della caratteristica. A volte la potenza viene limitata ad un valore $P_L < P_N$.

Riepilogando: data una certa macchina che può erogare la potenza nominale P_N alla frequenza f_1 , è possibile regolarne lo statismo che, graficamente, corrisponde a variare la pendenza della caratteristica frequenza potenza.

Dal grado di statismo impostato dipende la regolazione di frequenza primaria.

[53 - 55]

Da come ho cercato di spiegare in questo paragrafo gli impianti tradizionali, cioè che sfruttano come fonti di energia l'acqua, il vapore o il combustibile andando ad agire sulla loro potenza si può riuscire a controllare la frequenza di rete. Nel successivo paragrafo si spiegherà come regolare la potenza in base alla variazione di frequenza.

3.2.1 Regolazione primaria

Da come si può intuire la regolazione di potenza essendo basato sull'azione di un dispositivo fisico non può essere istantanea, essa dipende dalle caratteristiche del gruppo e dalla taratura del sistema di regolazione.

Per tenere conto di questo inevitabile ritardo si utilizzerà la Funzione di Trasferimento, FdT, esprime il legame tra la variazione della potenza in uscita dal generatore, $\Delta P'$, e la variazione della frequenza, Δf .

La FdT è rappresentabile matematicamente con un sistema del primo ordine:

$$\frac{\Delta P'_i}{\Delta f} = - \frac{K_R}{1 + s T_R} \quad (22)$$

T_R è la costante di tempo che stabilisce la durata del transitorio, cioè il tempo necessario per il passaggio da una condizione di regime ad un'altra. La costante di tempo è dell'ordine della decina di secondi. Ponendo $s = 0$ si ottiene la (13) che corrisponde alla situazione a regime per una variazione a gradino dell'ingresso.

A partire da una situazione di regime, nella quale, ad esempio, il gruppo sta erogando una certa potenza P_1 (inferiore alla sua potenza nominale P_N) ad una certa frequenza f_1 (uguale o molto vicina alla sua frequenza nominale), una variazione della potenza immessa $\Delta P' = P_2 - P_1$, farà sì che, dopo un intervallo di tempo (che possiamo assumere pari a un multiplo di T_R , ad esempio $4T_R$) si porterà ad erogare la potenza P_2 alla frequenza $f_2 = f_1 + \Delta f$ con Δf ricavata dalla (18).

Nel caso in cui si adotti un dispositivo accelerometrico, sensibile cioè alla velocità con cui avviene la variazione di frequenza, la f.d.t. diventa

$$\frac{\Delta P'_i}{\Delta f} = -K_R \frac{1 + s T_1}{1 + s T_R} \quad (23)$$

T_1 : dipende dalle impostazioni del dispositivo accelerometrico, ha le dimensioni di un tempo e consente di rendere più pronta la risposta.

3.3 IMPIANTI *EESS* ASSERVITI ALLA REGOLAZIONE PRIMARIA

L'utilizzo degli *EESS* si presta molto bene ad un utilizzo ausiliario, e non sostitutivo, dei tradizionali regolatori di frequenza in quanto gli *EESS* possono

rispondere in tempi molto brevi, se comparati alla regolazione che spetta alle centrali elettriche (paragrafo 3.2), un'altra caratteristica che li rende appetibili a svolgere la funzione di regolazione primaria è che gli *EESS* possono erogare e assorbire potenza quindi possono compensare rispettivamente le situazioni di sotto frequenza e sovra frequenza.

Essendo gli *EESS* sostanzialmente dei semplici serbatoi energetici essi devono essere dotati di una logica di funzionamento. Non da meno gli *EESS* devono, per poter essere operativi, essere connessi alla rete elettrica di trasmissione, quindi deve essere previsto almeno un inverter e un trasformatore, elementi che logicamente andranno ad inficiare sul rendimento complessivo del sistema e dovranno essere oggetto delle consuete progettazioni.

Fortunatamente dotare il sistema di una logica efficace per la regolazione primaria non è complicato, difatti sfruttando il grado di statismo permanente, cioè in condizioni di regime, precedentemente definito per gli impianti tradizionali si può definire la potenza che deve essere erogata dal sistema di storage.

La risposta in potenza in funzione della frequenza che l'*EESS* deve fornire è proporzionale allo statismo impostato σ_P . Qui l'estratto della definizione di statismo [49]:

Rapporto tra la variazione della frequenza, Δf , espressa in per unità della frequenza nominale (50 Hz), e la corrispondente variazione della potenza elettrica, ΔP_e , misurata a regime e calcolata in per unità della potenza efficiente del gruppo, P_{eff} , conseguente all'azione del regolatore di velocità. A transitorio di regolazione esaurito, si definisce il grado di statismo permanente come:

$$\sigma_P = -\frac{\frac{\Delta f}{50}}{\frac{\Delta P_e}{P_{eff}}} 100$$

I limiti di variazione della potenza devono essere compresi tra i limiti superiore e inferiori impostati mediante i valori di potenza massima e minima. Qualora il valore di potenza attuale, ricavato tramite la (24),

$$P_1(t) = \frac{f_n - f(t)}{f_n \sigma_P / 100} P_n \quad (24)$$

sia fuori dall'intervallo predisposto per il servizio lo stesso non viene attuato. Terna richiede che siano applicate due bande morte: la *DeadBand* da intendersi come banda morta d'attivazione e la *Threshold* come isteresi di rientro (Figura 18).

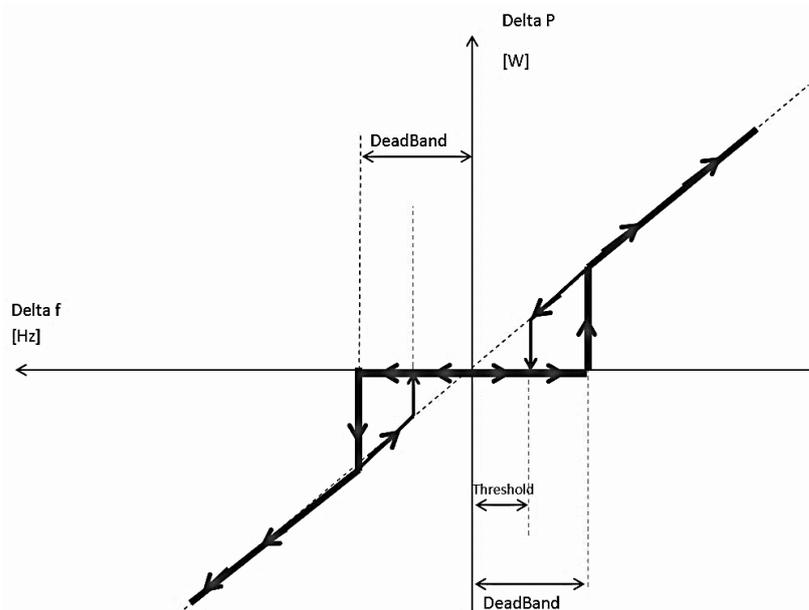


Figura 18. Bande morte per il servizio di regolazione primaria

Terna ha adottato una strategia a isteresi, altri TSO europei non la richiedono.

Le batterie si possono prestare ad un utilizzo, col fine di regolazione primaria, molto più flessibile rispetto ai tradizionali generatori che sono molto più rigidi se paragonati ad esse, d'altro canto, la regolazione primaria svolta dagli impianti tradizionali anche se più lenta ha un incommensurabile vantaggio: non ha limiti così stringenti, come quelli riscontrati nelle batterie, causati dalla limitata possibilità di accumulo/rilascio d'energia.

La maggiore flessibilità delle batterie deriva dalla maggiore possibilità di ottimizzare il sistema di storage, in quanto teoricamente è possibile agire su dei fattori chiave, detti gradi di libertà:

- **DeadBand**

La banda morta previste da Terna per gli impianti idroelettrici e unità a vapore semplice non deve essere superiore a ± 10 mHz (± 20 mHz per turbo gas o unità a vapore con cicli combinati) [49]. Terna quindi accetta anche limiti più stringenti, questi limiti possono essere vantaggiosi per gli impianti *EESS*, per esempio ponendoci in una condizione prossima allo svuotamento della batteria, i.e. $SOC=12\%$ (per batterie al litio), può essere conveniente cercare di immagazzinare più carica possibile cioè andare ad assorbire dalla rete potenza anche quando esse si trova a lavorare ad esempio a 50.005 Hz, appena sopra alla frequenza

nominale; quindi si può ipotizzare una banda morta variabile a seconda dello stato di carica. Per contro andare ad operare a valori bassi di Δf , presupponendo che lo statismo non vari, va ad inficiare il rendimento complessivo del sistema in quanto si va a far lavorare, ad esempio il *PCS (Power Conversion System)* in zone in cui i valori di rendimento sono bassi.

- **Gradiente di potenza**

I fornitori della potenza per la regolazione primaria devono essere in grado di fornire la loro parte della quota di *Primary Control Reserve PCR* entro 30 secondi dal verificarsi di una deviazione di frequenza misurata di 0,2 Hz. Pertanto, il fornitore di PCR più lento deve avere un tasso di rampa (definito come la velocità con cui una centrale può aumentare o diminuire la sua potenza) di 2 MW/min per MW di PCR offerti. I fornitori più veloci possono scegliere di seguire la rampa minima o fornire PCR più velocemente del necessario per le loro esigenze. Per le centrali termiche il continuo inseguimento del gradiente effettivo sembra essere vantaggioso in quanto porta una riduzione dei costi di carburante. Un sistema *EESS* basato sull'uso del gradiente, in funzione del SOC effettivo, è possibile ridurre la necessità di energia residua prevista per completare le operazioni previste dalla *PCR*. Generalmente il gradiente limitante di un *EESS* è dovuto al funzionamento dell'inverter, in quanto le batterie non hanno particolari limitazioni intrinseche nel soddisfare fronti particolarmente ripidi nell'evoluzione temporale della potenza erogata o assorbita.

- **Ritardo**

Anche le centrali termiche più veloci non sono in grado di reagire istantaneamente ai comandi di regolazione della potenza. Per tenere conto del tempo di reazione non istantaneo delle centrali elettriche, il Manuale operativo ENTSO-E per l'Europa continentale [52] stabilisce che la fornitura di PCR deve iniziare "entro pochi secondi" dopo l'incidente (inizio della deviazione di frequenza), essere a 50 % della potenza offerta dopo 15 secondi e al 100% dopo 30 secondi. Questa formulazione implica che la PCR può essere fornita con un piccolo ritardo che può essere compreso tra "pochi" e 15 secondi, a condizione che la loro velocità di rampa consenta una fornitura del 50% della *PCR* offerta a 15 secondi. Questo può essere considerato come un grado di libertà per *EESS*, in quanto il loro brevissimo tempo di reazione, che ridurrebbe la quantità di energia richiesta per la fornitura di *PCR* e può essere utilizzata selettivamente per scopi di gestione ottimale del SOC.

- **Sovra adempimento**

Alcuni *TSO* ad esempio quello tedesco, [53] consentono fornire una potenza *PCR* che sia tra il 100% e il 120% del fabbisogno PCR istantaneo

in qualsiasi momento. Tuttavia, il sotto adempimento (cioè fornire una potenza PCR che è inferiore al requisito istantaneo) non è consentito in qualsiasi momento. L'uso permanente di questo grado di libertà da parte di un *EESS*, aumenterebbe la quantità di energia riciclata nel sistema, incrementando i costi operativi. Tuttavia, se usato in modo dinamico, basato su *SOC*, può essere molto utile mantenere il *SOC* lontano dai valori estremi.

3.4 ACQUISIZIONE DEI TREND DI FREQUENZA

Per calcolare le potenze da mettere in gioco per prima cosa è stato necessario logicamente importare dei trend di frequenza. Trend che sono stati acquisiti dal web, i trend di frequenza messi a pubblica disposizione non sono molti, sono riuscito a trovare l'evoluzione temporale della frequenza relativa a due TSO quello finlandese [50] e quello tedesco [51].

Per la Finlandia i valori sono raccolti da *Fingrid Oyj* la quale è responsabile per la rete di trasmissione nazionale, i valori di frequenza sono ottenuti da vari siti in territorio finlandese connessi alla linea di trasmissione a 400 kilovolt. Il campionamento è a 10Hz i dati sono reperibili in formato *.csv* ogni file contiene dati relativi ad un giorno (teoricamente 864 000 valori), i file sono all'interno di cartelle compresse che raggruppano i giorni dei vari mesi (30-31 giorni).

Per la zona relativa alla Germania i valori sono raccolti da *50Hertz Transmission GmbH*, la quale è responsabile per la rete di trasmissione (380/220 kilovolt) della parte settentrionale e orientale della Germania. I dati relativi alla frequenza sono disponibili con un campionamento di 1Hz, anch'essi sono in formato *.csv* un singolo file è relativo all'intero mese (2592000 valori, se il mese è di 30 giorni), per ottenere questi valori è possibile scaricare delle cartelle compresse contenenti 12 file, relativi all'intero anno.

Per rendere più veloce la fase d'acquisizione in MATLAB, principalmente a causa dei dati Finlandesi, s'è preferito scrivere un breve script per importare i file *.csv* all'interno di un *loop* (ciclo FOR) e ottenere un vettore riga contenete i trend.

```
cd 'C:\FrequenzaInportMatlab\Finlandia'
files = dir('*.*.csv');
out = cell(numel(files),1);
for i = 1:numel(files)
    out{i} = csvread(files(i).name,1,1)
end
allouts = vertcat(out{:});
```

I dati importati sono illustrati in figura sottostante.

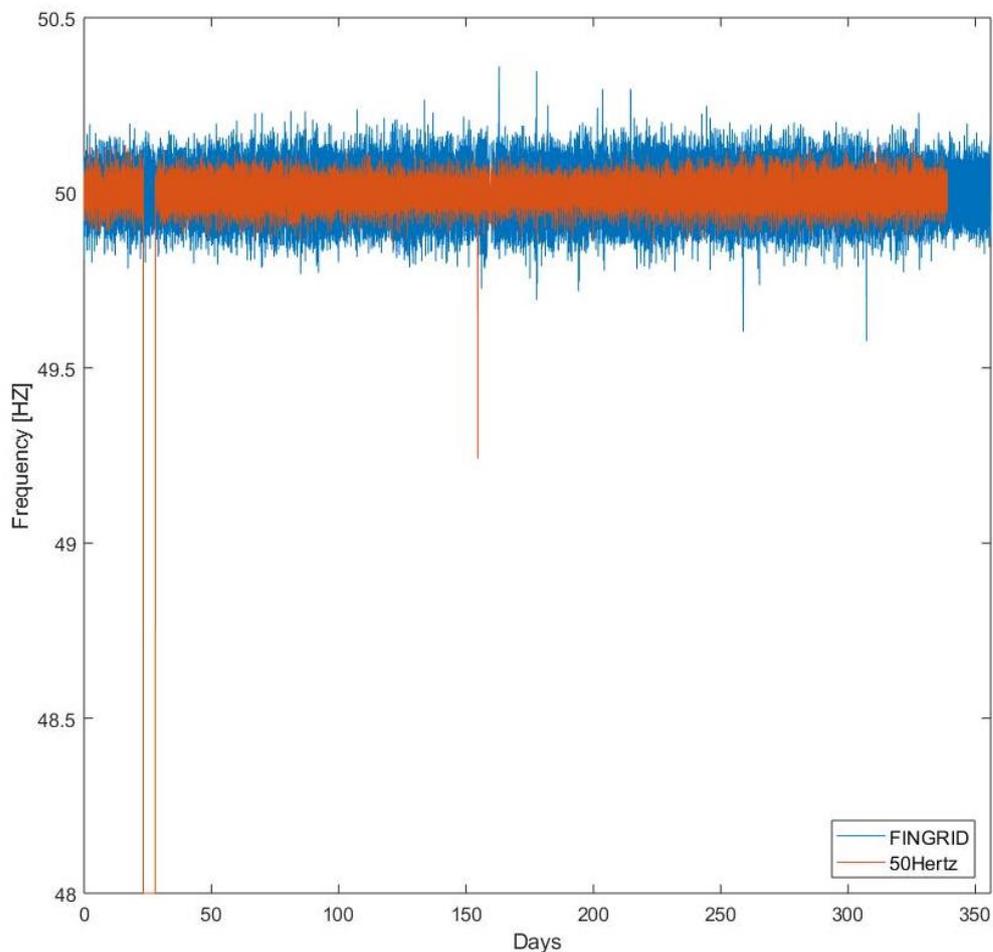


Figura 19 Trend annuale delle frequenze

Da come si può notare dalla figura ci troviamo ad affrontare alcuni inconvenienti, entrambi i trend presentano una quantità di valori inferiore a quella annuale, i dati di FINGRID sono in difetto di circa 4.5 giorni mentre quelli di 50Hertz mancano valori per un totale di 26 giorni; inoltre si può notare come, probabilmente a causa di un disservizio del misuratore di frequenza della rete teutonica, si ha una frequenza costante di circa 48Hz per alcuni giorni.

Quindi con l'intento di togliere il "buco" dalla rete teutonica e con la volontà di decimare la popolazione di frequenza finlandese, mentendone il profilo, volontà dettata dal ridurre di un ordine di grandezza i dati d'ingresso per conseguire una maggiore velocità computazionale si sono manipolati i dati messi a disposizione dai due TSO.

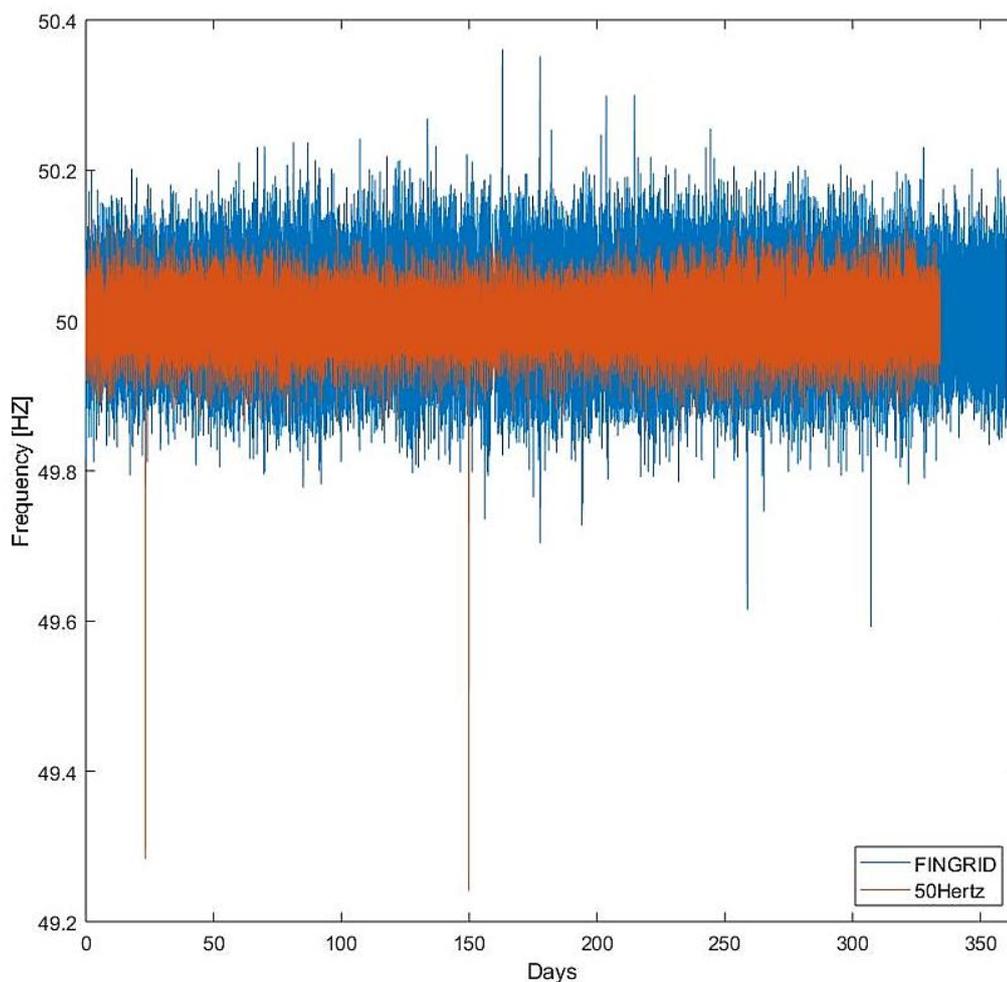


Figura 20 Trend annuale delle frequenze, valori manipolati

I dati manipolati della f teutonica portano il disavanzo dai valori attesi a 30.7 giorni, mentre la decimazione non ha portato a differenza rispetto ai 4.5 giorni precedenti.

Da come si può chiaramente vedere dalle figure 19, 20 la rete Finlandese ha oscillazioni molto più ampie se comparata con quella teutonica.

Questo perché la Finlandia non rientra all'interno dell'area UCTE, essa fa parte della *Nordic Power Sistem* (figura 21)

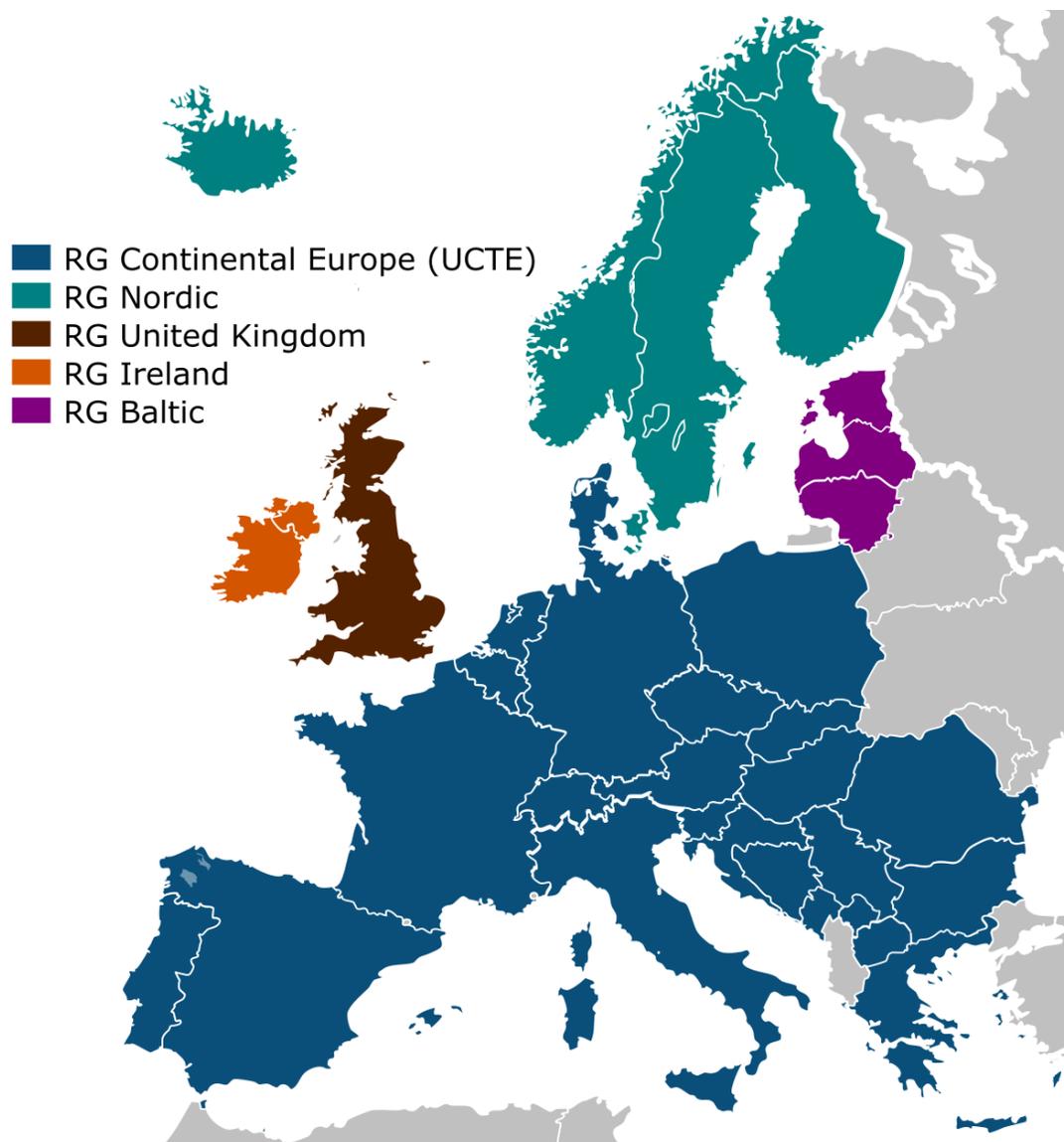


Figura 21 Wide Area Synchronous Grid. Fonte: [online] https://en.wikipedia.org/wiki/Wide_area_synchronous_grid [Accesed:20/02/2018]

La Finlandia non facente parte della zona UCTE ha di conseguenza una soglia d'intervento per la regolazione primaria differente da quella prevista dalla *UCTE*, si è assunto che la regolazione di frequenza si attivi quando la deviazione di frequenza, rispetto al suo valore nominale, superi i 20mHz, senza che sia prevista una *Threshold*.

CAPITOLO 4 *EESS* ASSERVITI ALLA REGOLAZIONE PRIMARIA CON LOGICA DI RICARICA PASSIVA

Dal capitolo precedente è emerso che un impianto *EESS* ben si presta ad affiancare la regolazione di frequenza primaria tradizionale, e considerando l'evoluzione che sta avvenendo nel sistema di produzione di energia elettrica riportata nel primo paragrafo del capitolo 1, si ritiene che ci siano promettenti opportunità di business future, se i vari *TSO* riconosceranno una remunerazione per il servizio di regolazione primaria, situazione che già ad oggi si sta verificando per alcuni *TSO*. In questa tesi tralasciando le considerazioni di natura economica e a puro scopo didattico si andrà ad investigare come un *EESS* risponde alle richieste di regolazione primaria, richiedendo al sistema una risposta immediata con le logiche esposte al paragrafo 3.3, senza andare a modificare i gradi di libertà, presentati nella parte conclusiva del paragrafo 3.3, in funzione del *SOC*.

I valori impostati per risolvere l'equazione (24) sono:

$$P_1(t) = \frac{f_n - f(t)}{f_n \sigma_P / 100} P_n \quad (24)$$

- Potenza nominale P_n pari a 1 MW
- Il grado di statismo permanente σ_P pari a 0.4%.
- La frequenza nominale f_n pari a 50 Hz

Si imposteranno delle soglie di attivazione differenti per le due regioni considerate, in quanto la zona UCTE adopera bande più stringenti.

Germania		Finlandia	
<i>DeadBand</i>	0.02 Hz	<i>DeadBand</i>	0.02 Hz
<i>Threshold</i>	0.01 Hz	<i>Threshold</i>	-

Gl'eventuali valori di potenza ricavati dalla (24) che supereranno i valori di P_{max} e P_{min} saranno tagliati al corrispondente valore (massimo o minimo), è stato scelto che valga la relazione $P_{max} = -P_{min} = P_n$.

I valori di potenza così ottenuti saranno riportati a livello batteria, tenendo conto dei rendimenti specifici dei dispositivi che intercorrono dalle batterie al punto di connessione. (paragrafo 4.1 4.2)

L'impianto *EESS* è stato dotato di una **logica di funzionamento** definita **passiva**, in quanto la carica o scarica del sistema avviene seguendo le richieste di potenza della regolazione primaria, quindi senza prevedere strategie di ripristino dello stato del *SOC* ad un valore prestabilito. Si è assunto che l'*EESS* reagisca istantaneamente, nella realtà ci sono degli inevitabili ritardi, la cui causa principale è la rampa di funzionamento dell'inverte, la quale è espressa in MW/min, generalmente la rampa è settabile tra 160 e 0,1 MW/min, assumendo il valore di rampa massimo, $m_i=2,66MW/s$, i ritardi possono essere calcolati come $\Delta P=|P(n)-P(n-1)|$ fratto m_i , ed essendo $\Delta P \ll m_i$ il ritardo introdotto è trascurabile.

Il funzionamento passivo si basa su due soglie limite una superiore e una inferiore, soglie integrate con delle bande morte per evitare fenomeni di *ON/OFF* troppo frequenti. Ad esempio, quando ci si trova al disotto della soglia limite inferiore, la scarica viene sospesa e il sistema entra in uno stato di Attesa Ricarica, sarà possibile andare a scaricare l'*EESS* nuovamente solamente quando il sistema supererà il valore di Riattivazione Scarica, da lì riprenderà il normale funzionamento, sintantoché il *SOC* non ci scontrerà nuovamente con un'altra soglia limite, superiore o inferiore.

Esempio di soglie limite:

- Soglia limite inferiore: 11%
 - Riattivazione Scarica: 12%
- Soglia limite superiore: 90%
 - Riattivazione Carica: 89%

Questa logica seppur inusuale si basa sulla natura non prevedibile dell'evoluzione della frequenza, l'imprevedibilità comporta che a priori non è possibile predefinire uno *SOC* opportuno a cui portarsi per far sì che il sistema si trovi in un futuro in situazioni vantaggiose, ci si potrebbe portare l'*EESS* a *SOC*=50% ma non necessariamente comporta sempre un vantaggio per il sistema, altro vantaggio di questo modus operandi risiede nel fatto che gli scambi di potenza del sistema con la rete elettrica sono esclusivamente quelli previsti per far fronte alla regolazione primaria, e quindi gli scambi con la rete sono ridotti al minimo. Adottando questa tecnica d'altro canto si accetta che il sistema non sia disponibile a svolgere la funzione per il quale è stato pensato, questo potrebbe rivelarsi controproducente per una regolazione primaria centralizzata, ma non esaminando contratti di remunerazione per il servizio di regolazione primaria, con specifico riferimento a penali per il disservizio, è difficile sostenere la convenienza di una logica di funzionamento rispetto ad

un'altra. Questa logica di funzionamento potrebbe rivestire un ruolo interessante in ottica di regolazione primaria di frequenza diffusa.

Avendo descritto la logica con il quale è fatto funzionare il sistema vediamo ora come i vari dispositivi interagiscono con i flussi di potenza

Dalla rete alle batterie troviamo dapprima un trasformatore trifase e successivamente un convertitore di potenza. Vediamo di fornire le curve di rendimento dei vari dispositivi.

La convenzione dei segni rispetta quella della equazione (24), quindi un valore di potenza positivo comporterà la scarica dallo storage, mentre un valore negativo comporterà la carica del sistema.

4.1 TRASFORMATORE

Il trasformatore è un trasformatore trifase con neutro di tipologia Dyn5

A nominale	1600 KVA
Rapporto di trasformazione	32
V_{1n} (Y)	32000 V
V_{2n} (Δ)	550 V
I_{1n}	28.87 A
I_{2n}	1679.56 A
P₀	1281 W
P_{cc}	12374 W

Il rendimento η è stato calcolato tramite la formula sottostante:

$$\eta = \frac{P_1 \cos(\varphi)}{P_1 \cos(\varphi) + P_0 + \left(\frac{P_1 \cos(\varphi)}{An}\right)^2 P_{cc}} \quad (25)$$

nella nostra simulazione si lavorerà andando ad usare un coseno di φ unitario in quanto la componente di potenza scambiata è totalmente attiva.

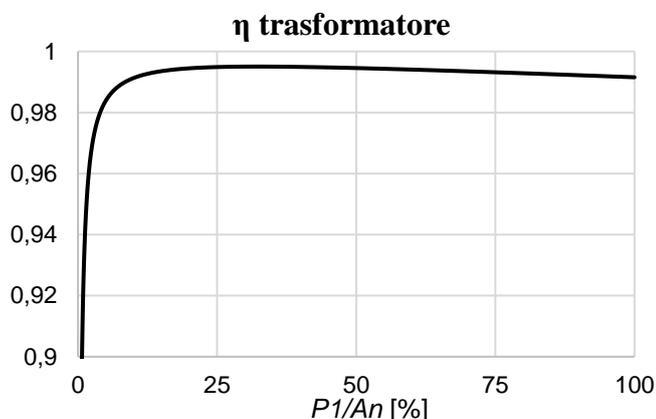


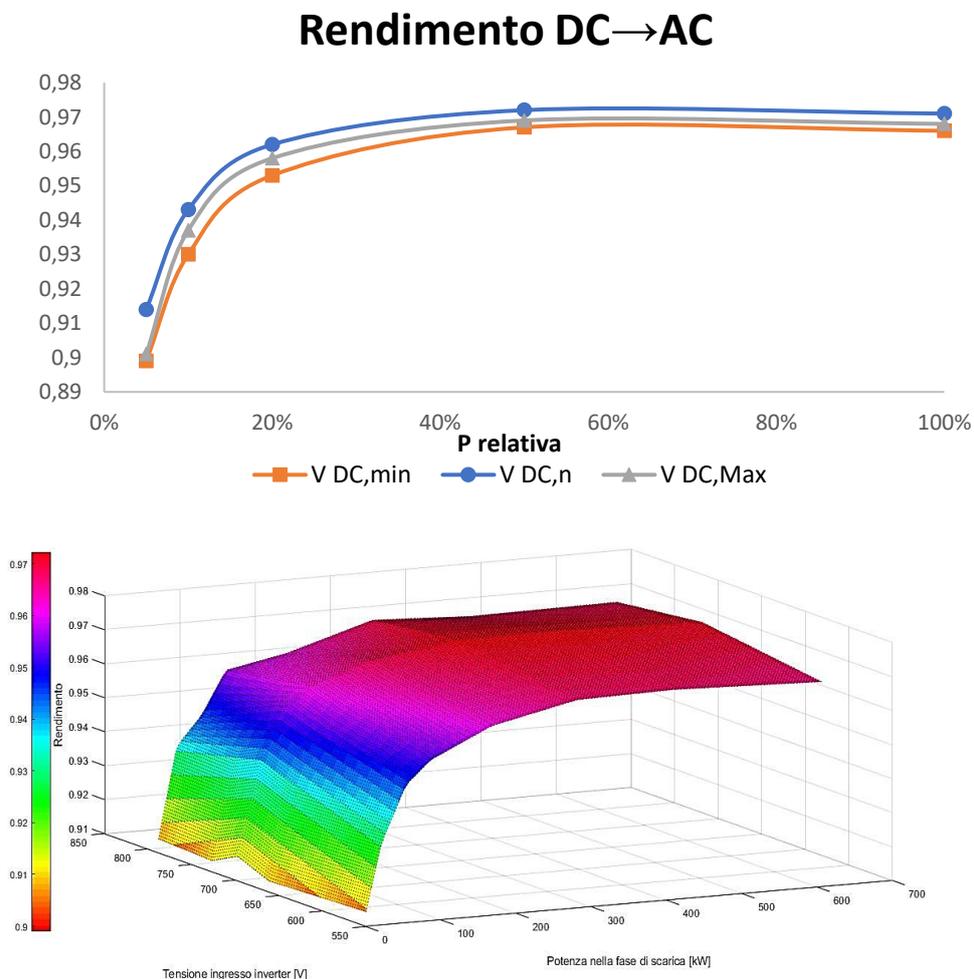
Figura 22 Curva rendimento trasformatore

4.2 CONVERTITORE DI POTENZA (PCS)

La funzione di raddrizzatore o invertitore, a seconda del flusso di potenza, sarà soddisfatta da un convertitore di potenza trifase bi-stadio. Cioè la connessione in serie di un convertitore DC/DC ad uno DC/AC questo per permettere al secondo convertitore di lavorare con una tensione d'ingresso prestabilita, situazione che migliora il rendimento complessivo, in quanto si può ottimizzare il rendimento del convertitore AC/DC per una specifica tensione d'ingresso.

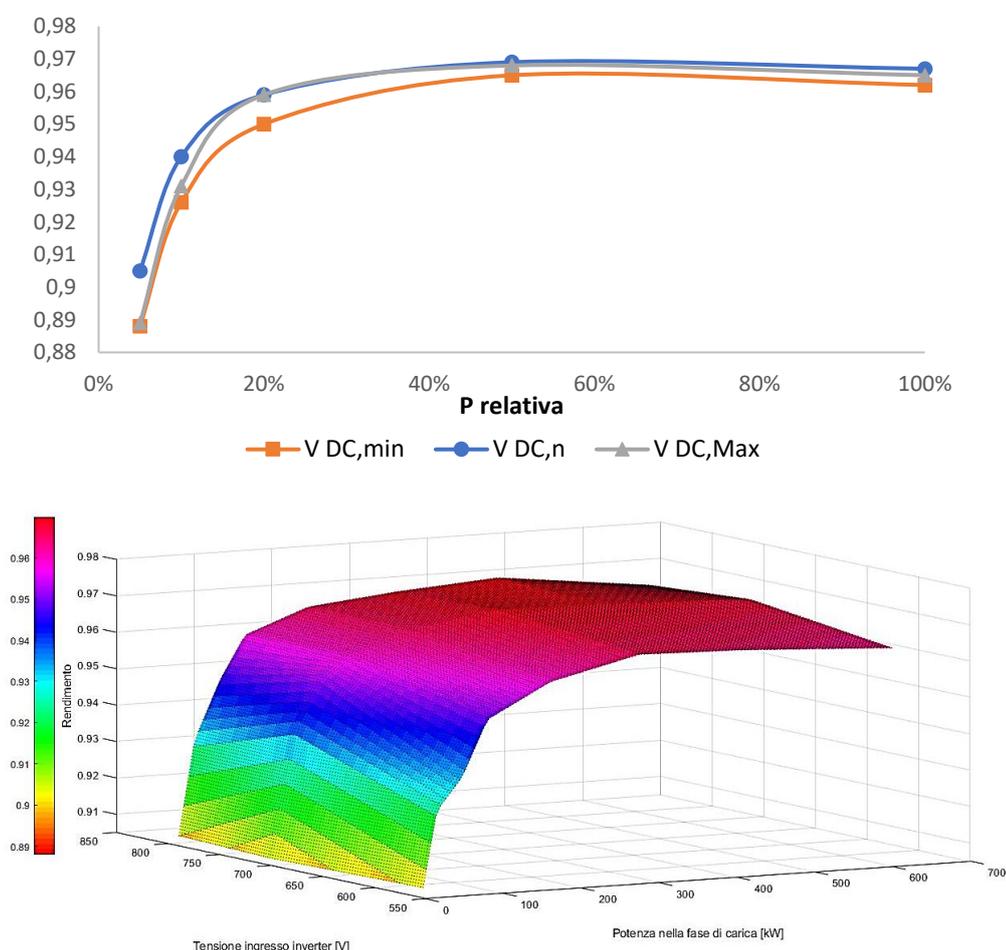
Le curve dei rendimenti sono state ottenute dalle specifiche del convertitore, da esse con una interpolazione bilineare è stata ricavata la superficie dei rendimenti tridimensionale mostrata in figura 23.

La potenza nominale dell'inverter è pari a 650kVA.



Situazione di Scarica delle batterie (a)

Rendimento AC→DC



Situazione di carica delle batterie (b)

Figura 23 Rendimento dell'PCS in fase di carica (23.a) e in fase di carica (23.b)

Per aumentare il rendimento anche per bassi valori di potenza transianti nel PCS s'è scelto di adottare due convertitori (A e B) posti in parallelo. Se ne utilizzerà uno soltanto quando la potenza d'ingresso al convertitore sarà inferiore alla soglia di attivazione, impostata al 80% della potenza nominale (520 kW), se la potenza d'ingresso al sistema A sarà maggiore della soglia, entrerà in funzione anche il sistema B, sistema B che lavorerà con una potenza pari alla differenza tra la potenza richiesta e quella di soglia. Per esempio, se sono richiesti complessivamente 720 kW, l'inverter A farà fronte a 520 kW (valore pari alla soglia di attivazione), l'eccedenza, cioè 200kW, saranno richiesti all'inverter B. Il rendimento in questo accoppiamento sbilanciato sarà calcolato come la media pesata in funzione delle due potenze:

$$\eta_{tot} = \frac{P_A * \eta_A + P_B * \eta_B}{P_A + P_B} \quad (26)$$

Infine, se la potenza che transita sul sistema *PCS* è pari al doppio della soglia di attivazione i due sistemi, A e B, lavoreranno in parallelo.

Questa ipotesi di funzionamento è in realtà non rispondente alla realtà in quanto non tiene conto dei fenomeni di natura transitoria e possibili risonanze che possono verificarsi nelle condizioni di funzionamento in parallelo sbilanciato; per lo scopo di questa tesi si accetta questa approssimazione, in quanto si ritiene un buon compromesso tra fedeltà e velocità di calcolo.

All'inverter è demandato anche il compito di sostenere i consumi ausiliari pari a 12 kW per il sistema al Litio. Per il sistema al Vanadio il peso dei consumi ausiliari è da due a tre volte quello di un sistema al Lito (24 - 36 kW); la causa principale di questi consumi risiede, per il sistema al Litio, nel sistema di raffreddamento (ventilazione) e, per il sistema al Vanadio, nel sistema di pompaggio degli elettroliti. Questa potenza va a sommarsi in valore assoluto ai flussi di potenza sia in fase di carica che in fase di scarica della batteria, nonché quando il valore di potenza previsto per la regolazione primaria lato rete è nullo, quindi nella situazione di standby. Nella situazione di standby sarà considerato anche il consumo di un convertitore (2,5 kW), il quale entrerà in standby, il secondo convertitore verrà spento ogniqualvolta non è richiesto che svolga la sua funzione, per non far pesare al sistema altri 2,5 kW di consumi.

CAPITOLO 5 MODELLIZZAZIONE LITIO

Per quanto emerso al paragrafo 1.3.3.7 si ritiene che le batterie al Litio siano la scelta migliore tra le batterie tradizionali.

5.1 BATTERIE AL LITIO

Per realizzare lo storage si è scelto di impiegare celle agli ioni di Litio (Li-ion) di tipo polimerico con polo negativo a base di grafite e polo positivo a base di Nichel-Cobalto-Manganese (NMC).

Caratteristiche nominali della cella agli ioni di litio polimerica NMC

Capacità nominale ($C_{n,c}$)	31,5 Ah
Tensione nominale ($V_{n,c}$)	3,7 V
Range di tensione	3 – 4,2 V
Energia Teorica ($E_{T,c}$)	116,55 Wh
Max potenza di scarica continuativa (1,5C)	174,83 W
Auto-scarica (α)	7%/mese

Vediamo ora come si è approssimata la cella e la convenzione dei segni adottata.

Il modello che verrà utilizzato per approssimare il comportamento della cella è quello proposto in figura 24. Il modello è abbastanza rudimentale, ma vista l'impossibilità di ottenere, tramite prove sperimentali, i valori delle componenti, useremo la modellizzazione resistenza interna (paragrafo 1.3.2.1.1) che per i fenomeni che si vuole investigare rappresenta un buon compromesso tra approssimazione e accuratezza.

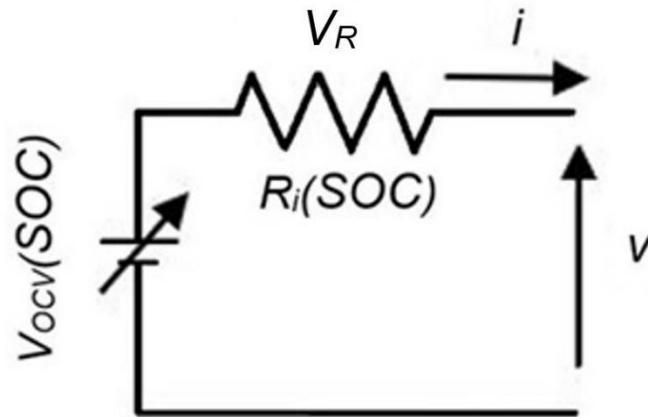


Figura 24 Circuito equivalente modello R_{int} e convenzione dei segni

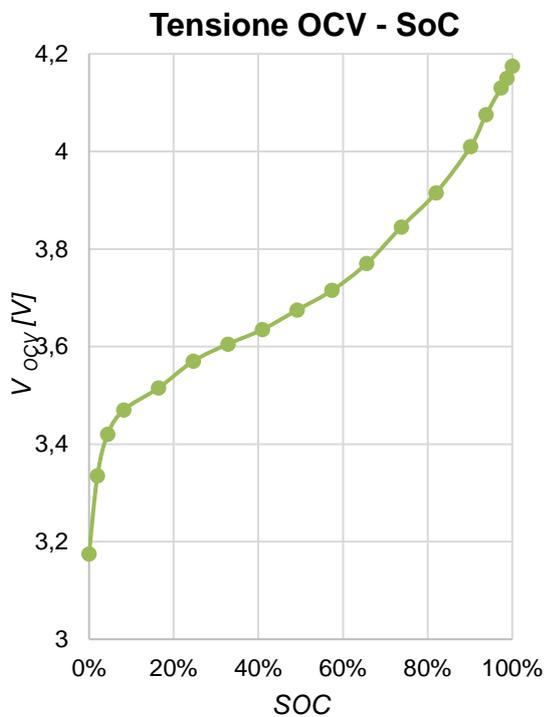


Figura 25 Caratteristica tensione a circuito aperto in funzione del SOC

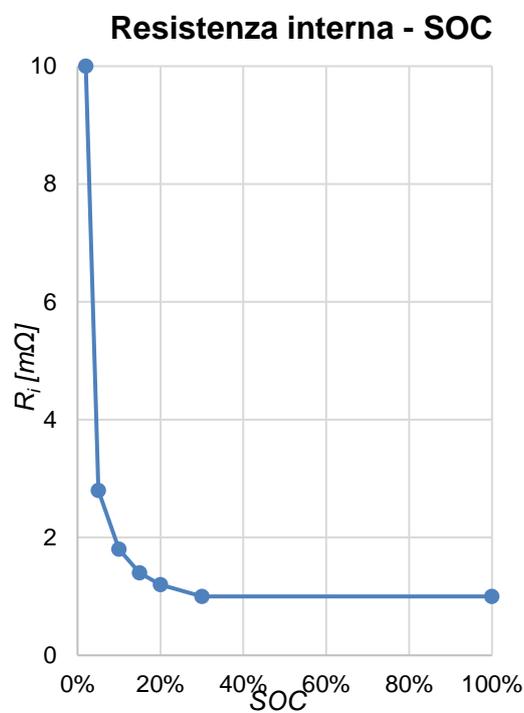


Figura 26 Caratteristica resistenza interna in funzione del SOC

Il modello utilizza una tensione a circuito aperto, V_{ocv} (*Open Circuit Voltage*), variabile a seconda del SOC (Figura 25), ed una resistenza interna anch'essa funzione del SOC (Figura 26). Queste assunzioni ci consentono una buona approssimazione per il fenomeno del salto ohmico, ma non sono in grado di considerare correttamente il *recovery effect*. Inoltre, non è stato considerato un modello termico, si sono ritenute quindi costanti le caratteristiche in funzione della temperatura, altresì si sono trascurati effetti di natura elettrochimica dovuti al comportamento dei reagenti interni.

5.2 COLLOCAZIONE

Si è scelto di disporre in serie 14 celle, collocate su ciascuno dei quattro rami del modulo, rami che poi saranno collegati in parallelo. Si sono disposti inoltre 14 moduli in serie per creare così la stringa.

Si ipotizza che il comportamento delle celle sia unisono e sincrono a tutte le altre e che quindi non ci siano sbilanciamenti nel sistema.

Da questa ipotesi, molto limitante ma necessaria per presupporre una suddivisione omogenea del flusso di potenza tra i vari elementi, si è andati così a determinare la potenza richiesta alla cella.

$$P_c = \frac{P_1}{n_{stringe} n_{moduli} n_{celle}} \quad (27)$$

Dove P_1 è la potenza dedotta dalla (20), con n_i si intendono il numero di elementi presenti in ogni elemento gerarchicamente superiore, cioè: le stringe totali del sistema, i moduli presenti in ogni stringa ($n_{moduli}=14$), e il numero di celle in ogni modulo ($n_{celle}=56$).

Per determinare il numero di stringhe opportuno per far fronte alla regolazione primaria si è andati a determinare un trend ipotetico di potenza, riportato a livello batteria, e considerando fissa la tensione DC lato inverter, derivante da SOC=50% ($V_{cella}=3,7V$), in pratica si è ritenuta infinita l'energia del sistema *EESS*.

I valori così ottenuti saranno esposti, distinguendo i due trend di frequenza.

- Frequenza zona *UCTE*

Dal trend di potenza, a livello batteria, si è determinato il valore medio di potenza ($P_{b,G}=5,441$ kW) e la corrispondente energia ($E_{b,G}= P_{b,G} \cdot 300 \cdot 24=39,175$ MWh), e la potenza massima ($P_{bM,G}=1047,5$ kW).

Tenendo conto che la zona operativa per una batteria al litio è dal 10% al 90% del SOC e che questo comporta una riduzione dell'energia erogabile dalla cella, si prende quindi in considerazione l'ottanta per cento della energia teorica di una singola cella nel computo delle stringhe.

$$n_{stringhe}(E_{b,G}) = \frac{E_{b,G}}{0.8 E_{T,cella} n_{moduli} n_{celle}} \cong 536 \text{ stringhe}$$

Con questa considerazione necessaria, ma non sufficiente, l'impianto non dovrebbe entrare nelle zone di attesa ricarica o attesa scarica presentate nella parte introduttiva del capitolo 4. Questa è una condizione necessaria ma non sufficiente, in quanto possono esserci delle aree intermedie aventi un valore integrale maggiore. Questa configurazione logicamente presenta notevoli inconvenienti per l'elevato numero di stringhe.

Un altro criterio di scelta consiste nel determinare un numero di stringhe atte a soddisfare le richieste di potenza, accettando la presenza di temporanei

disservizi, la potenza di cella considerata P_c è quella derivante da un c-rate unitario e verrà indicata con $P_{c,1}$. Con c-rate si intende il tempo, generalmente espresso in ore, con cui la batteria è scaricata rispetto alla sua capacità nominale.

$$n_{stringhe}(P_{bM,G}) = \frac{P_{bM,G}}{P_{c,1} n_{moduli} n_{celle}} \cong 11,5 \text{ stringhe}$$

- Frequenza zona *NORD*

Dal trend di potenza a livello batteria, si è determinato il valore medio di potenza ($P_{b,F} = 5W$) e la corrispondente energia ($E_{b,F} = P_{b,F} \cdot 300 \cdot 24 = 36 \text{ kWh}$), e la potenza massima ($P_{bM,G} = 1075 \text{ kW}$).

Con le stesse considerazioni usate per il punto precedente andiamo a determinare il numero di stringhe in funzione della sola potenza massima da soddisfare.

$$n_{stringhe}(P_{bM,F}) = \frac{P_{bM,F}}{P_{cella} n_{moduli} n_{celle}} \cong 11,8 \text{ stringhe}$$

Anche in questo caso il valore, arrotondato per eccesso è pari 12 stringhe.

Nel proseguo, si farà riferimento ad una sistema avente 12 stringhe, per ambo i trend di frequenza.

Le caratteristiche dell'impianto, tenendo conto della disposizione dei sotto elementi, diventeranno.

Caratteristiche nominali impianto *EESS* agli ioni di litio NMC

Capacità nominale ($C_{n,EESS}$)	1512 Ah
Tensione nominale (V_n)	725,2 V
Range di tensione	588 – 823,2 V
Energia Teorica (E_T)	1096,50 kWh
Potenza max continuativa scarica	1644,75 kW
Auto-scarica (α)	7%/mese

Stato di carica

Come già accennato al paragrafo 1.3.2.5, per ricavare il *SOC* ci sono differenti metodologie. In questa tesi si è deciso di scegliere il metodo *Coulomb counting*. Esso prevede di esprimere la variazione di $Q(t)$ come,

$$Q(t) = \int_{t_{start}}^{t_{End}} i_c(t) dt \quad (28)$$

quindi è necessario determinare la corrente richiesta alla cella, in base alla modellizzazione adottata in figura 24 possiamo scrivere:

$$V_{ocv}(SOC) - V_R = v \quad (29)$$

$$V_R = R_i(SOC) i_c \quad (30)$$

$$P_c = v i \quad (31)$$

andando a sostituire le (29, 30) nella (31) otteniamo,

$$V_{ocv}(SOC) - R_i(SOC) i_c = \frac{P_c}{i_c} \quad (32)$$

esplicitando la corrente si ricava, l'equazione di secondo grado:

$$R_i(SOC) i_c^2 - V_{ocv}(SOC) i_c + P_c = 0 \quad (33)$$

Essendo la (33) una equazione di secondo grado essa ci fornirà due valori di i_c , uno dei quali non ha significato fisico, come discriminante per la scelta del risultato corretto si riterrà valido il valore che più si avvicina all'ipotetico valore di corrente che si avrebbe senza resistenza $i_c = P_c/V_{ocv}$, criterio giustificato dal fatto che R_i è piccolo.

Avendo determinato la corrente di cella ora possiamo esprimere il SOC come

$$SOC(t) = \frac{\int_{t-1}^t i_c(t) dt}{C_n} 100 \quad (34)$$

Questo metodo è affetto da inconvenienti dato che non tiene conto di alcuni aspetti come gli effetti relativi alla temperatura, lo storico della batteria (il ciclo di vita), l'effetto invecchiamento e l'auto-scarica.

Si è deciso quindi di aggiornare la (34) con: dei coefficienti per tenere conto dell'auto-scarica e dell'invecchiamento, ed implementarla in forma ricorsiva. Nella (35) si è approssimato l'integrale della formula (34) col metodo dell'area del rettangolo, il passo di computazione è pari ad un secondo ($\Delta t=1s$).

$$SOC(n) = (1 - \alpha)SOC(n - 1) - \frac{i_c(n) \Delta t}{\beta_{\%} C_n} 100 \quad (35)$$

Dove α è l'auto-scarica e $\beta_{\%}$ è un coefficiente che tiene conto dell'invecchiamento.

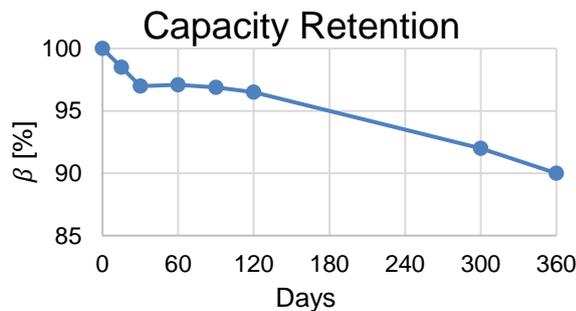


Figura 27 Effetto invecchiamento

5.3 RISULTATI DEL MODELLO

Ora presenteremo i risultati del modello eseguito in MATLAB, (codice in appendice A)

I risultati saranno suddivisi in due paragrafi ognuno dei quali riguardante una delle due zone: zona UTCE (50hertz) e zona NORD (FINGRID).

La logica di presentazione dei risultati del modello è la seguente: illustrare i trend di potenze in gioco, la potenza di batteria è riferita alla potenza richiesta

all'intero sistema di storage. In seguito, si presenteranno le evoluzioni temporali delle caratteristiche riferiti ad una singola cella; il passaggio dalla potenza complessiva alla potenza di cella è stato eseguito tramite la (27). Per concludere si evidenzieranno i deficit di potenza che si sono verificati nel *EESS* a causa del raggiungimento, delle singole celle, delle zone limite.

5.3.1 ZONA UTCE

Le soglie limite imposte sono:

- Soglia limite inferiore: 45%
 - Riattivazione Scarica: 45,5%
- Soglia limite superiore: 90%
 - Riattivazione Carica: 90,5%

SISTEMA

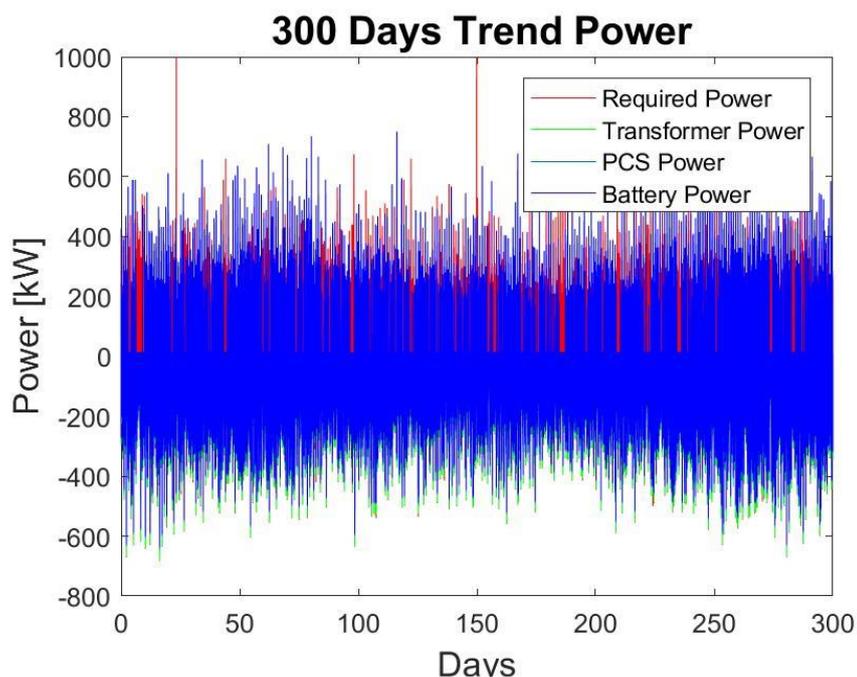
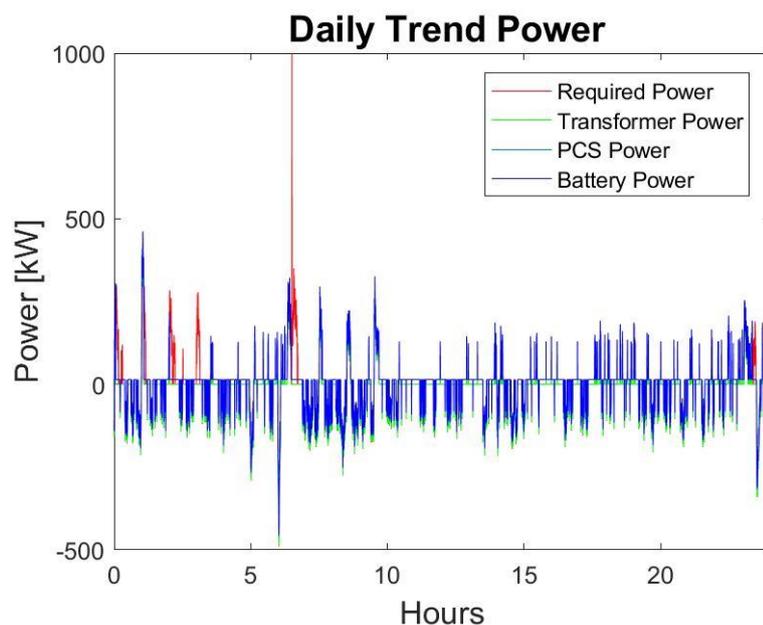


Figura 28 trend giornaliero in prossimità del primo picco, 23 Gennaio UTCE



I rendimenti dei vari dispositivi, trasformatore e PCS sono stati ricavati come espresso ai paragrafi 4.1 e 4.2, i valori medi sono:

- Trasformatore $\eta_T = 98,87\%$
- PCS
 - $\eta_{PCS,c}$: Carica 95,49%
 - $\eta_{PCS,s}$ Scarica 95,86%

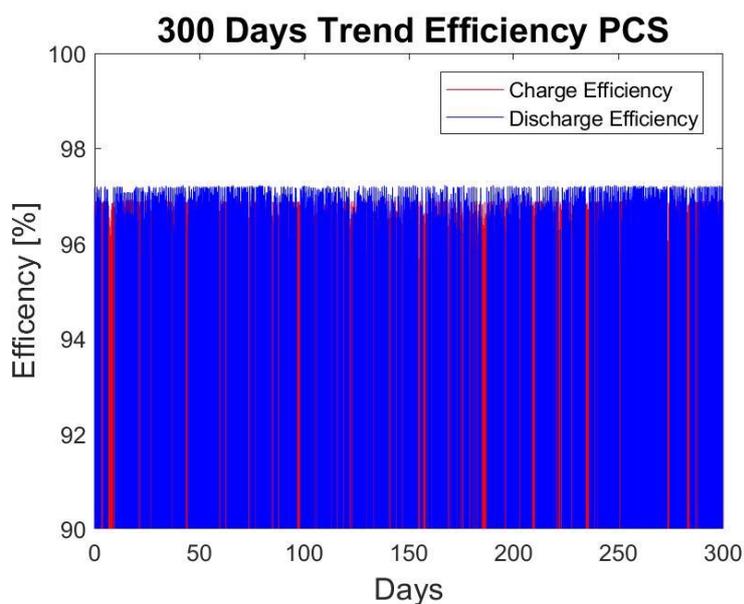


Figura 30 Trend rendimenti carica e scarica PCS, UTCE

Per determinare il rendimento di batteria si è scelto una *RTE* costante (*Round Trip Efficiency*) par a 97.7% e da esso si sono determinati i rendimenti di carica

e scarica, ritenuti uguali, e ricavati tramite la radice quadrata di RTE , ottenendo così un valore di rendimento pari a 98.84% da considerare sia in carica che in scarica.

CELLA

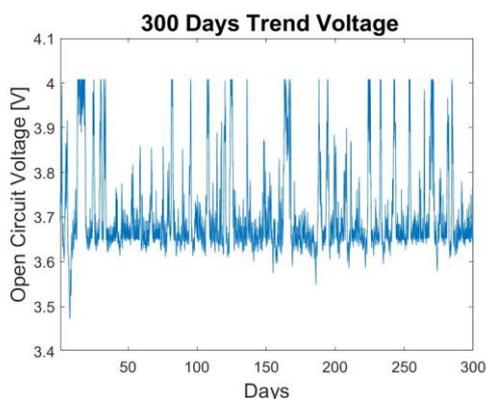


Figura 31 V_{ocv} cella, UTCE

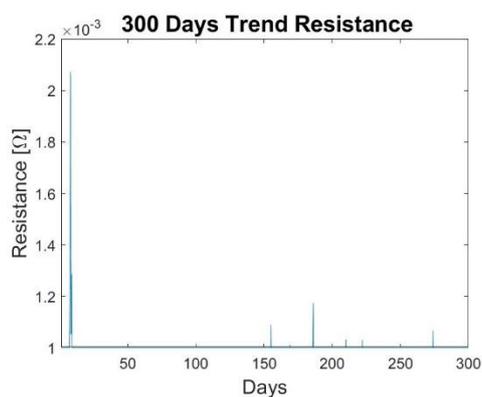


Figura 32 R interna Cella, UTCE

Conoscendo i valori di V_{ocv} e della resistenza interna tramite la (33) è stato possibile ottenere i valori di corrente riportati in figura 33; i cicli carica-scarica (non completi) sono stati determinati dal cambio di segno della corrente, condizione che avviene circa 155300 volte.

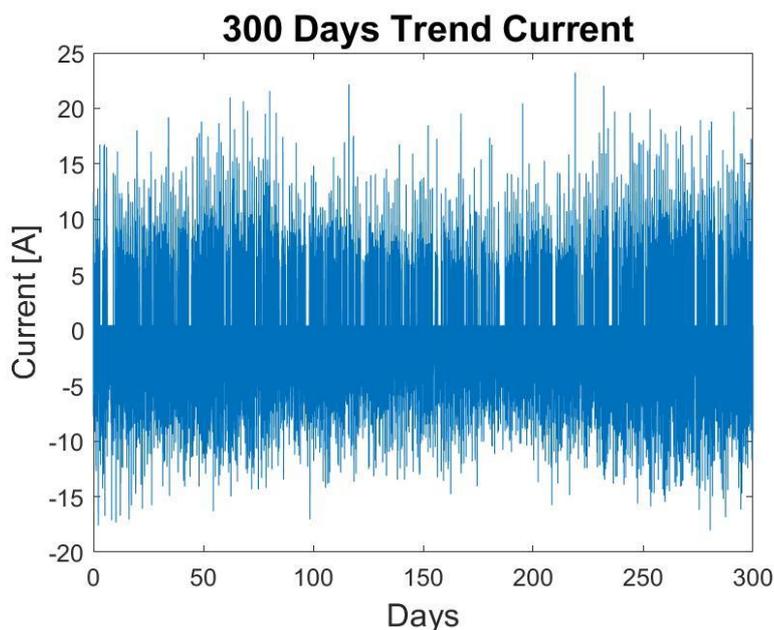


Figura 33 Corrente di cella, UTCE

Da come si può evincere la corrente richiesta non supera mai la corrente massima della singola cella, corrente massima I_m esprimibile come

$I_{m,c}=P_{m,cella}/V_{n,cella}=63$ A, questa considerazione è la diretta conseguenza della minore richiesta di potenza alla cella rispetto alla propria potenza nominale. Infine, tramite la (35) è stato possibile determinare l'andamento dello stato di carica, figura 34.

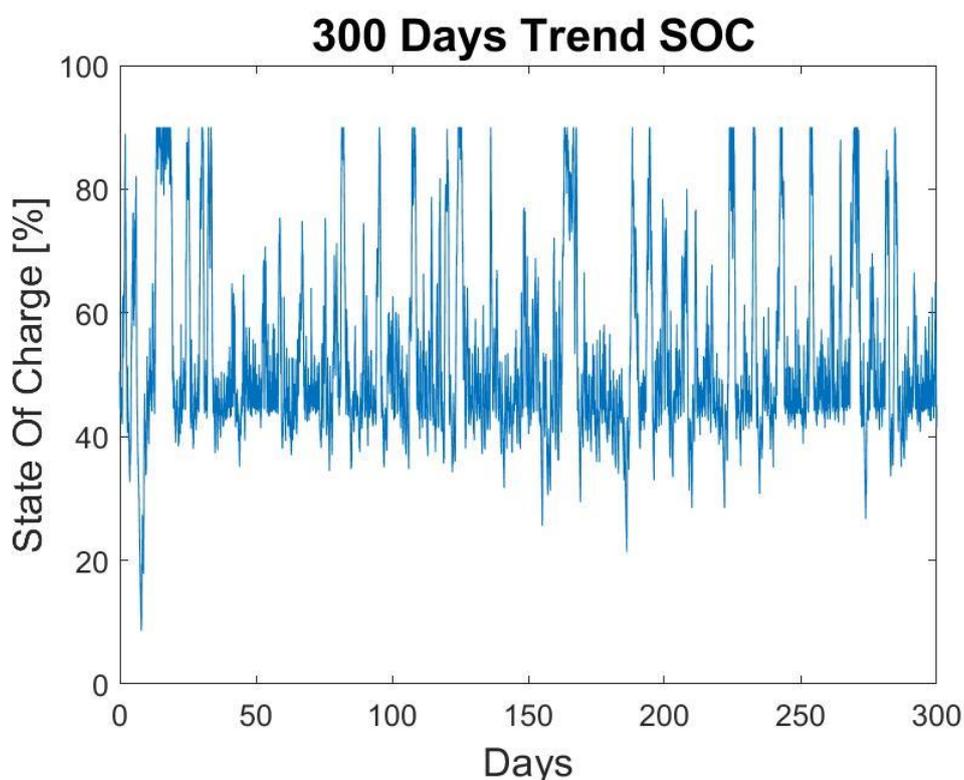


Figura 34 Andamento dello stato di carica, UTCE

Dalla figura 34 possiamo fare alcune considerazioni:

Si nota la presenza di un minimo nell'andamento del SOC, dopo circa 10 giorni, questa situazione è dovuta al verificarsi di un periodo prolungato nel quale la regolazione primaria richiedeva potenza al *EESS*. Questa potenza non è stata erogata, a causa della soglia limite inferiore, ma essendo questo periodo esteso il fatto di dover mantenere connessi i servizi ausiliari ha comportato un abbassamento dello stato di carica, arrivando a un valore minimo di SOC poco superiore al 8.5%. Situazione che andrà a creare, un effetto di sovra temperature di cella dovute all'aumento della resistenza interna (figura 32) inoltre il ripetersi di questo caso può compromettere in modo irreparabile lo stato di salute della batteria, e comprometterne in modo definitivo l'utilità. Possibili soluzioni a questo comportamento sono: andare ad alimentare i servizi ausiliari del sistema dalla rete; accettare un deterioramento delle caratteristiche di cella; alzare la soglia inferiore portandola a valori superiori ad esempio 47 % SOC ciò d'altro canto si traduce con un aumento del tempo di indisponibilità del sistema.

Nella figura 35 invece è riportato l'andamento del SOC che sfiora il limite, inferiore, del normale funzionamento delle batterie a litio. Il SOC minimo raggiunto è di poco superiore al 3.32%

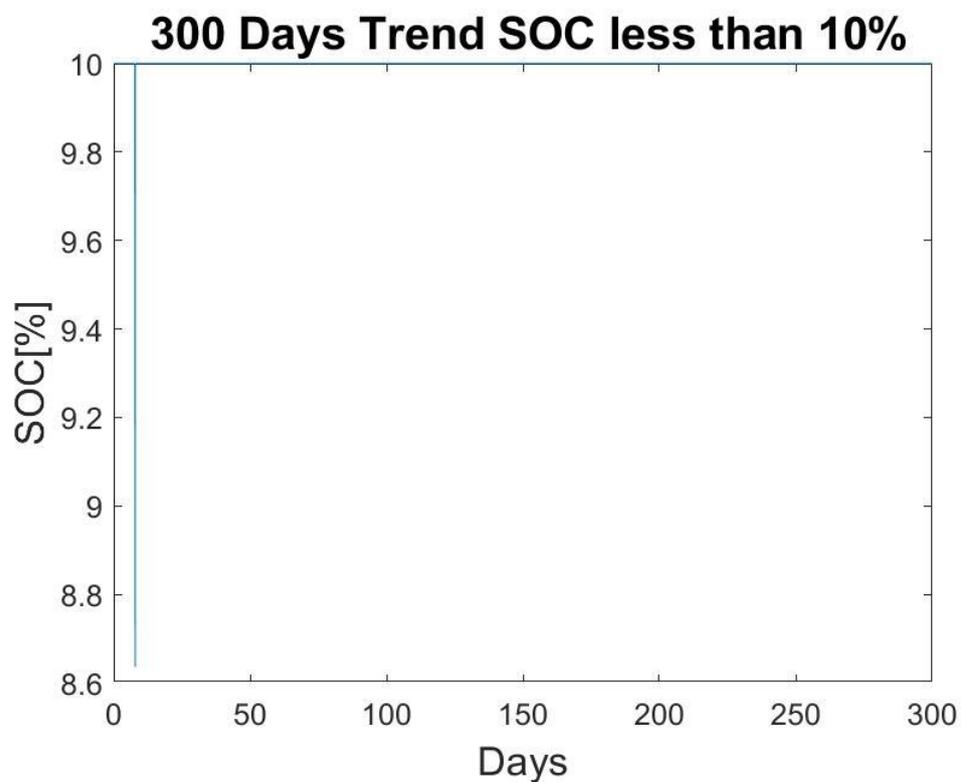


Figura 35 Andamento SOC inferiore al 10%,UTCE

Dalla figura 34 si può notare inoltre come si siano verificati dei periodi di inattività causati dal raggiungimento delle soglie limite, in figura 36 è mostrata la relativa mancata potenza, a livello nodo di rete, alla quale l'impianto *EESS* non è riuscito far fronte.

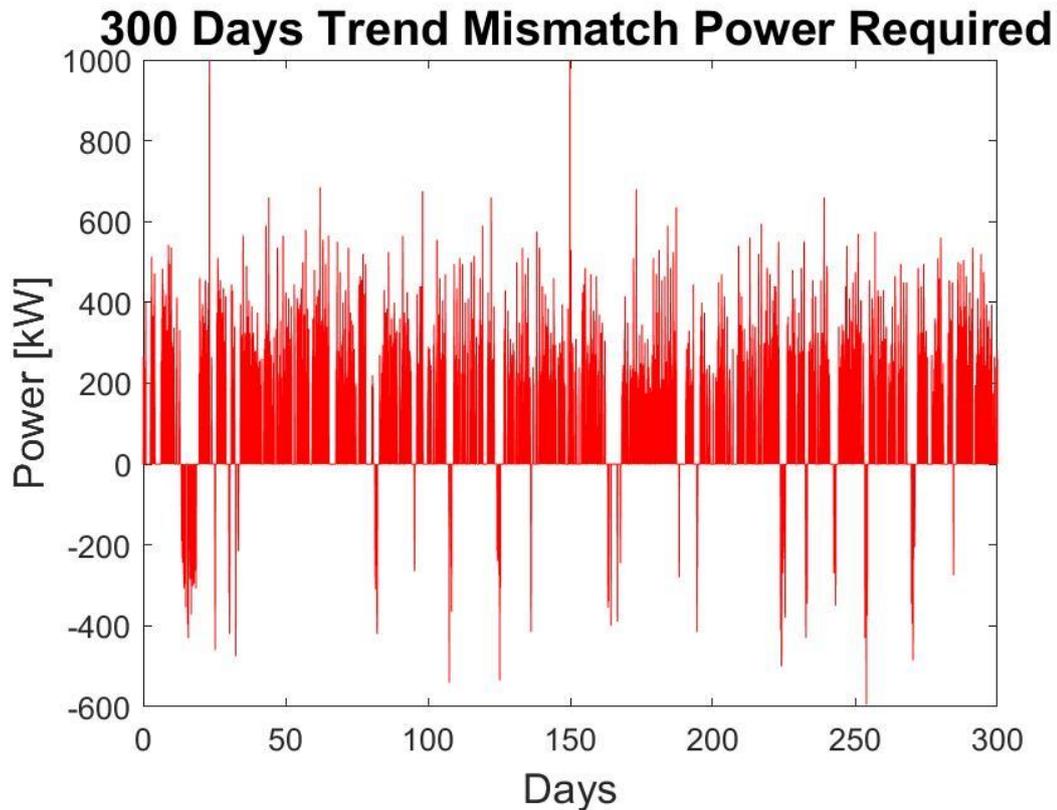


Figura 36 Mancato intervento dell'*EESS*, UTCE

Dall'analisi della figura 36 si può notare, lasciando in funzione l'*EESS* senza una logica di ricarica/scarica attiva, come l'evoluzione della frequenza di rete, e quindi la potenza richiesta per far fronte a questa variazione, condizioni il funzionamento del sistema. In tabella 5, sono riportati i tempi di indisponibilità dell'impianto.

Il tempo in cui il servizio è richiesto è pari a $T_{as}=133,16$ giorni, pari al 44,4% del periodo considerato (300 giorni).

Tempo disservizio	Limitare la scarica	assoluto	37,54 giorni
		relativo a T_{as}	28,19%
	Limitare la carica	assoluto	1,57 giorni
		relativo a T_{as}	1,18%
	Limite totale	assoluto	39,11 giorni
		relativo a T_{as}	29,37%

Tabella 5 periodi d'inattività dell'impianto, UTCE.

Il fattore tempo logicamente non è l'unico fattore che si deve considerare, considerazioni di tipo energetico sono essenziali per valutare il peso del mancato servizio di regolazione.

Nella tabella 6 sono riportate indicazioni di natura energetica, ottenute integrando il grafico di figura 36, cioè l'energia totale non soddisfatta.

Mancata Energia Accumulata	7,51 MWh
Mancata Energia Ceduta	121,48 MWh

Tabella 6 mismatch energetico, UTCE

Col fine di esprimere il peso che hanno i valori riportati in tabella 6 sul funzionamento complessivo del sistema nella figura sottostante viene riportato la potenza, a livello nodo di rete, alla quale l'EESS è riuscito a rispondere come preventivato.

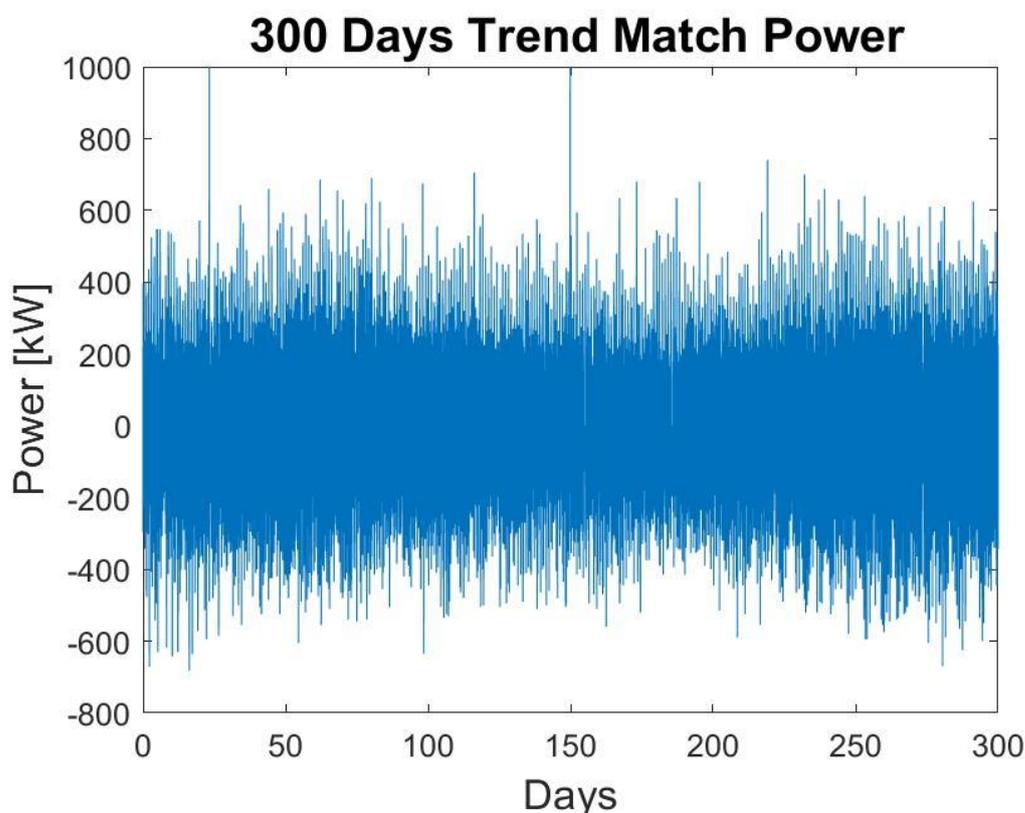


Figura 37 Potenza gestita correttamente dall'impianto *EES*, UTCE

Andando ad integrare solamente i valori maggiori (minori) di zero si ottiene l'energia erogata (assorbita) dal sistema alla (dalla) rete (tabella 7).

Energia Accumulata	213,63 MWh
Energia Ceduta	93,69 MWh

Tabella 7 match energetico UTCE

Dalle, Tabelle 6-7 è stato possibile andare a determinare i valori, in termini relativi, di quanta energia l'impianto è riuscito a gestire correttamente e a quanta energia l'*EESS* ha dovuto rinunciare per ragioni di *SOC*.

Considerando che l'*EESS* avrebbe dovuto accumulare 221,14 MWh, e cedere 215,17 MWh.

Accumulo	Riuscito	96,60%
	Rinunciato	3,40%
Ceduto	Riuscito	43,5 %
	Rinunciato	56,45%

Tabella 8 Accumulo/Rilascio in termini relativi, UTCE

In termini assoluti l'*EESS* avrebbe dovuto gestire correttamente $221,14+215,17=436,31$ MWh ma è riuscito a gestire $213,63+93,69=307,32$ MWh (70,43%).

5.3.2 ZONA NORD

Le soglie limite imposte sono:

- Soglia limite inferiore: 18%
 - Riattivazione Scarica: 18,5%
- Soglia limite superiore: 90%
 - Riattivazione Carica: 90,5%

SISTEMA

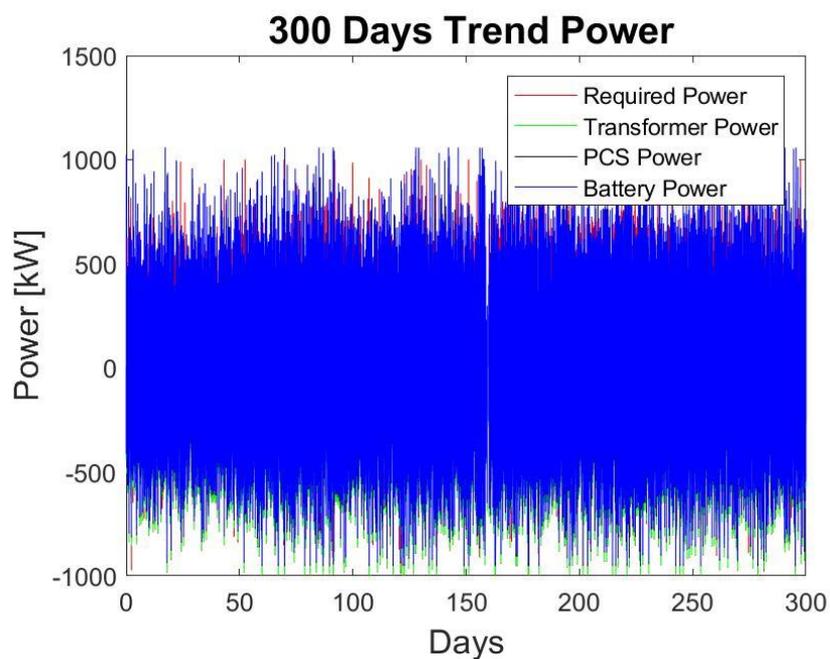


Figura 39 trend Potenze del sistema, NORD

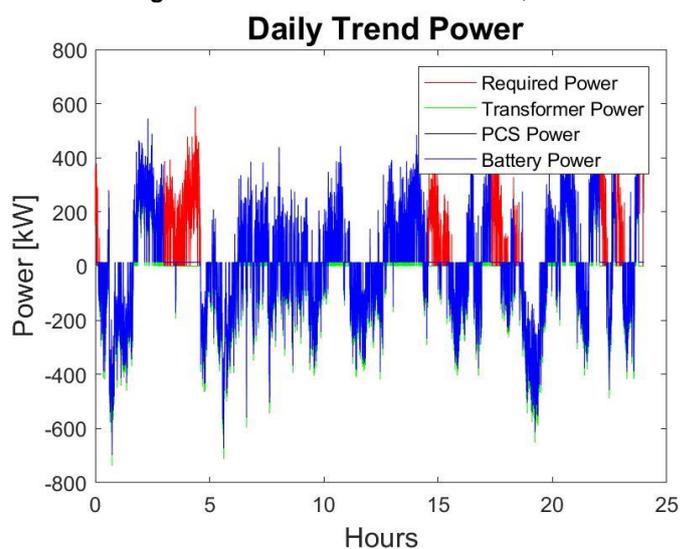


Figura 38 trend giornaliero 23 gennaio, NORD

I valori medi dei rendimenti sono:

- Trasformatore $\eta_T = 99,54\%$
- PCS
 - $\eta_{PCS,c}$: Carica 96,3%
 - $\eta_{PCS,s}$ Scarica 96,6%

Da notare come questi valori medi ottenuti dai trend dei rendimenti (figura 40) se confrontati con quelli della zona UTCE ottenuti dalla figura 30, sono più alti, fatto dovuto alla maggiore potenza, in valore assoluto, richiesta dalla regolazione primaria, fatto che porta il PCS a lavorare in prossimità della potenza di massimo rendimento.

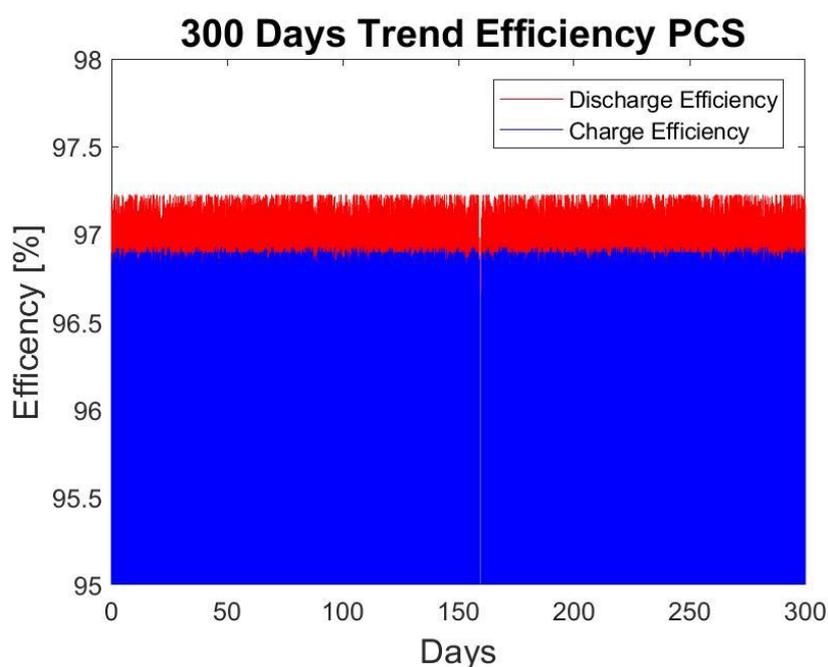


Figura 40 Trend rendimenti carica e scarica PCS, NORD

CELLA

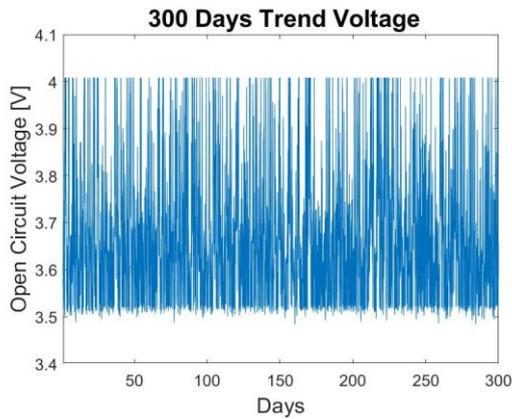


Figura 41 V_{ocv} cella, NORD

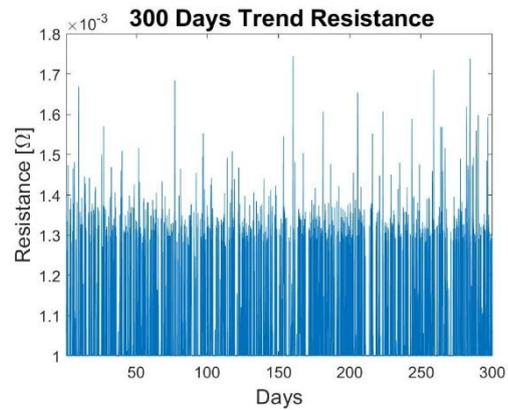


Figura 42 R interna cella, NORD

Dalla figura 42 si noti come la resistenza vada ad assumere valori inferiori rispetto a quelli della figura 32, resistenza zona UTCE, questa differenza è dovuta al fatto che il sistema raggiunge valori di SOC più bassi e più di frequente.

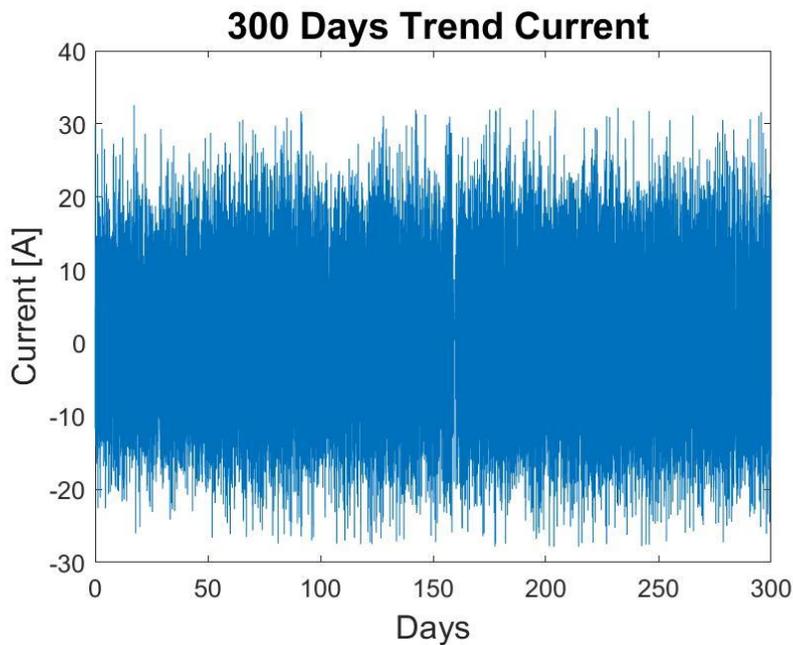


Figura 43 Corrente di cella, NORD

Dalla figura 43, come nel caso UTCE, la corrente resta sempre inferiore alla corrente nominale, restano quindi ancora valide le considerazioni sulla corrente fatte in precedenza (paragrafo 4.2.1). I cicli parziali sono circa 44300.

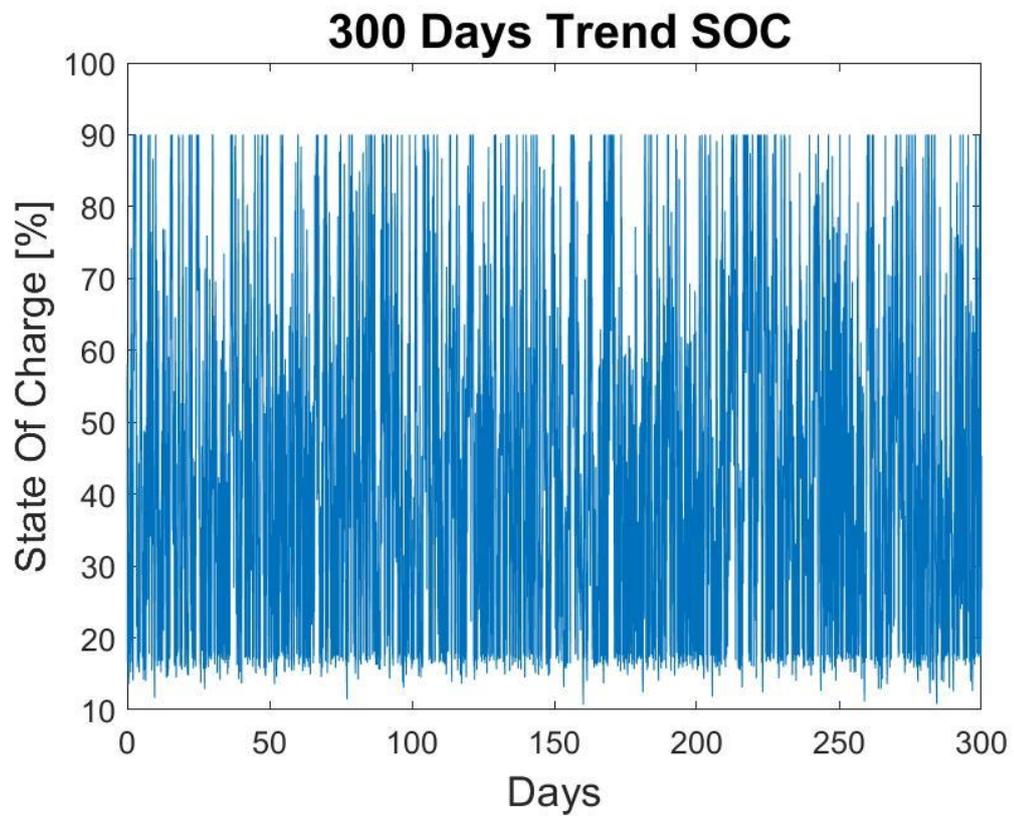


Figura 44 Andamento dello stato di carica, NORD

Dalla figura 44 si nota come l'evoluzione del SOC, sia più fitta rispetto al SOC trend della zona *UTCE* (figura 34) a causa del numero di più elevato di cicli, il SOC minimo è pari a 10,69%.

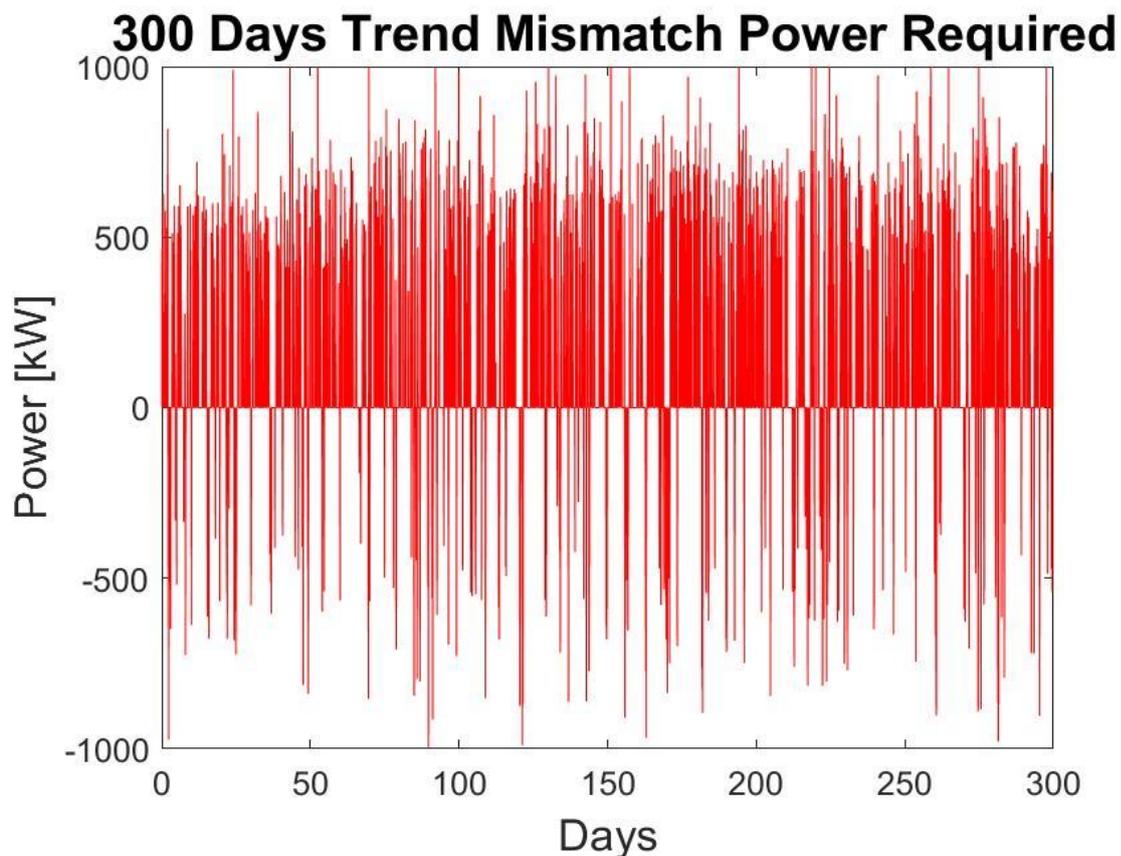


Figura 45 Mancato intervento dell'EESS, NORD

In tabella 9, sono riportati i tempi di indisponibilità dell'impianto.

Il tempo in cui il servizio Regolazione primaria è attivo è pari a: 195,57 giorni

Tempo disservizio	Limitare la scarica	assoluto	37,44 giorni
		relativo	96,22%
	Limitare la carica	assoluto	1,47 giorni
		relativo	3,77%
	Limite totale	assoluto	38,91 giorni
		relativo	29,22%

Tabella 9 periodi d'inattività dell'impianto, NORD.

Nella tabella 10 sono riportate indicazioni di natura energetica ottenute integrando il grafico di figura 45.

Mancata Energia Accumulata	7,09 MWh
Mancata Energia Rilasciata	121,09 MWh

Tabella 10 mismatch energetico, NORD

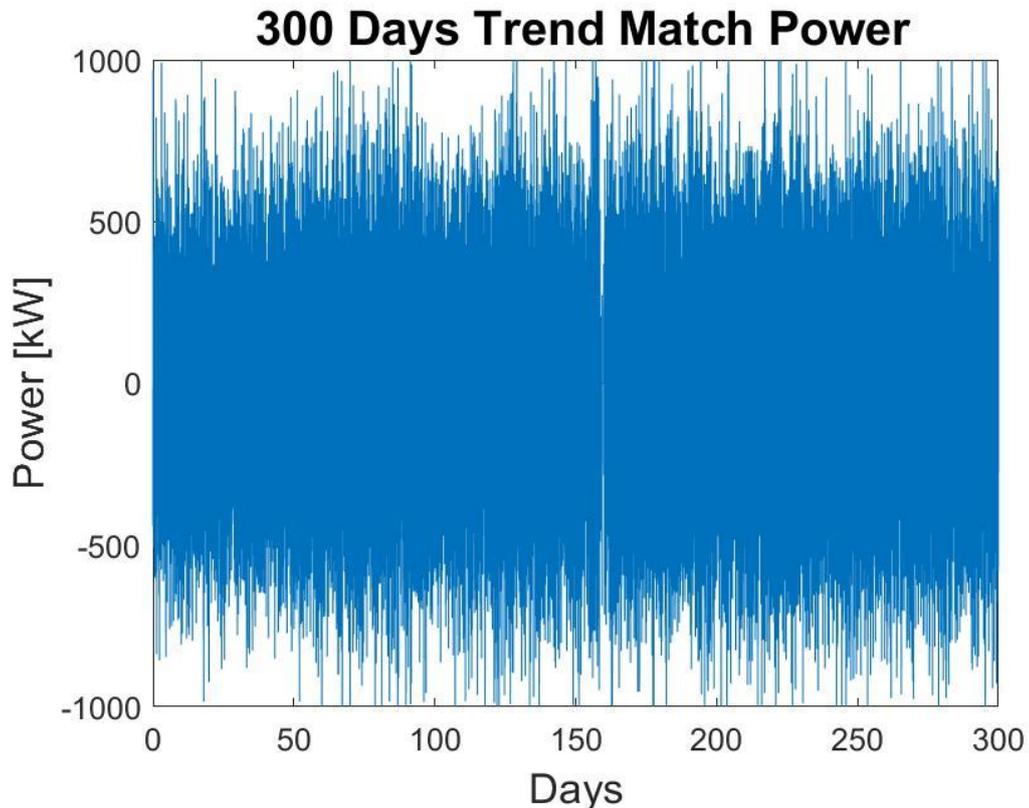


Figura 46 Potenza gestita correttamente dall'impianto EESS, NORD

Dalla figura 46 si sono ottenuti i valori di potenza, sempre al nodo di rete che l'impianto, riesce a soddisfare.

Energia Accumulata	544,10 MWh
Energia Rilasciata	395,45 MWh

Tabella 11 match energetico, NORD

Da questi valori, Tabelle 10-11 è stato possibile andare a determinare i valori, in termini relativi, di quanta energia l'impianto è riuscito a gestire correttamente e a quanta energia l'EESS ha dovuto rinunciare per ragioni di SOC. Considerando che l'EESS avrebbe dovuto accumulare 551,19 MWh, e rilasciare 516,56 MWh.

Accumulo	Riuscito	94,13%
	Rinunciato	5,86%
Rilascio	Riuscito	68,62%
	Rinunciato	31,37%

Tabella 12 Accumulo/rilascio in termini relativi, NORD

In totale il sistema avrebbe dovuto farsi carico di $551,19+516,54=1067,73$ MWh, ma è riuscito a farsi carico solamente di $544,10+395,45=939,24$ MWh (81,39%).

5.3.1 RIEPILOGO

ZONA UTCE			
Soglie attivazione inferiore		SOC= 47% (riattivazione 47,5%)	
SOC minimo raggiunto		10,7%	
Potenza ausiliari		12 kW	
T servizio (T_{as})		133,16 giorni	
Tempo disservizio	Limitare la scarica	assoluto	37,54 giorni
		relativo a T_{as}	28,19%
	Limitare la carica	assoluto	1,57 giorni
		relativo a T_{as}	1,18%
	Limite totale	assoluto	39,11 giorni
		relativo a T_{as}	29,37%
Energia Accumulata (E_c)		213,63 MWh	
Energia Rilasciata (E_d)		93,69 MWh	
Mancata Energia Accumulata ($E_{d,mis}$)		7,51 MWh	
Mancata Energia Rilasciata ($E_{c,mis}$)		121,48 MWh	
$(E_c + E_d) / (E_{c,mis} + E_{d,mis} + E_c + E_d)$ (potenza in valore assoluto)		70,43	
Accumulo	Riuscito	96,60%	
	Rinunciato	3,40%	
Rilascio	Riuscito	43,5 %	
	Rinunciato	56,45%	
300 Days Trend SOC			

Tabella 13 Riepilogo Litio *EESS*, zona UTCE

ZONA NORD			
Soglie attivazione inferiore		SOC= 18% (riattivazione 18,5%)	
SOC minimo raggiunto		10,7	
Potenza ausiliari		12 kW	
T servizio (T_{as})		195,57	
Tempo disservizio	Limitare la scarica	assoluto	29,29 giorni
		relativo a T_{as}	14,98%
	Limitare la carica	assoluto	4,49 giorni
		relativo a T_{as}	2,30%
	Limite totale	assoluto	33,78 giorni
		relativo a T_{as}	17,27 %
Energia Accumulata (E_c)		544,10 MWh	
Energia Rilasciata (E_d)		395,45 MWh	
Mancata Energia Accumulata ($E_{d,mis}$)		33,91 MWh	
Mancata Energia Rilasciata ($E_{c,mis}$)		180,81 MWh	
$(E_c + E_d) / (E_{c,mis} + E_{d,mis} + E_c + E_d)$ (potenza in valore assoluto)		81,39%	
Accumulo	Riuscito	94,13%	
	Rinunciato	5,86%	
Rilascio	Riuscito	68,62%	
	Rinunciato	31,37%	
<p style="text-align: center;">300 Days Trend SOC</p> <p style="text-align: center;">Days</p>			

Tabella 14 Riepilogo Litio *EESS*, zona Nord

CAPITOLO 6 BATTERIE AL VANADIO

In questo capitolo, andremo ad esaminare il comportamento di una batteria a flusso (*RFB*), nello specifico una *Vanadium Redox Battery (VRB)*, usata come energy storage. La progettazione delle batterie a flusso, è differente, rispetto alle batterie tradizionali, in quanto sussiste l'indipendenza tra la potenza nominale e l'energia nominale del sistema. Questa indipendenza è il punto di forza delle *RFB* questa peculiare caratteristica può trovare un interessante applicativo a livello di energy storage statici, in quanto la potenza erogabile dalla cella è funzione della propria area attiva, mentre per quanto concerne l'energia nominale della cella essa, in ultima analisi, è funzione del volume serbatoio, cioè della quantità di specie che riesco a far partecipare alla reazione chimica.

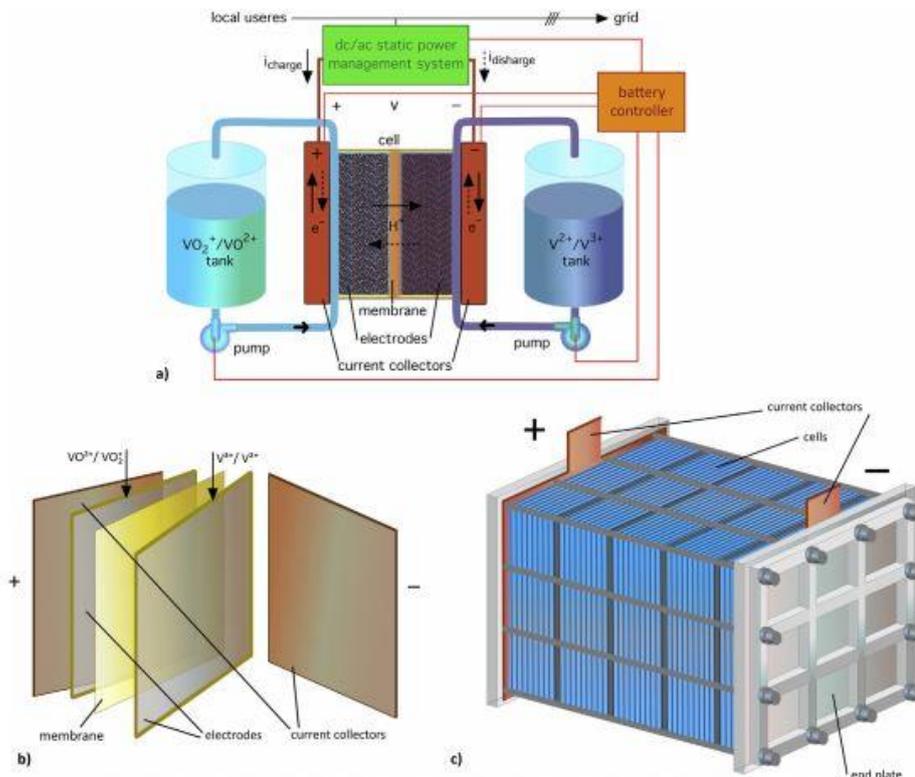


Figura 47 a) schema di impianto VRFB; b) schema di cella VRFB (membrana polimerica elettrolitica, elettrodo poroso, e collettore di corrente; c) VRFB stack, connessione serie convenzionale. Fonte: [56]

Un ipotetico sistema al vanadio che potrebbe sostituirsi al sistema a litio modellizzato in precedenza, ed andare a ridurre i periodi d'impossibilità di utilizzo,

espressi nelle tabelle 5 e 9, sarà dimensionamento sommariamente nelle sue parti principali (area attiva e volume del serbatoio).

6.1 INTRODUZIONE

La trattazione teorica è basata sul lavoro di M. Guarnieri et al [66]

Le assunzioni fatte sono le seguenti:

1. Tutti i domini della cella sono assunti isotermi.
2. Le proprietà del collettore, dell'elettrodo, dell'elettrolita e della membrana sono assunte isotropiche ed omogenee.
3. Non si considera l'effetto della gravità.
4. Ciascun elettrolita è considerato un fluido incomprimibile.
5. Per i fenomeni di trasporto si assume valida l'ipotesi di soluzione diluita.
6. Il trasporto delle specie ioniche per elettro-migrazione viene trascurato.
7. Ciascun elettrolita è considerato elettricamente neutro.
8. Lo sviluppo di composti gassosi (idrogeno e ossigeno) a causa delle reazioni elettrochimiche è trascurato.
9. Non viene considerato il trasporto di acqua attraverso la membrana.
10. La membrana viene considerata permeabile solo ai protoni.
11. Le variazioni di tutte le proprietà lungo lo spessore della cella sono trascurate.
12. Nei serbatoi esterni si assume una condizione di perfetto mescolamento.

Da come brevemente accennato al paragrafo 1.3.3.8.1 le reazioni chimiche interne alla cella producono un potenziale all'elettrodo positivo e uno all'elettrodo negativo, la cui differenza ci fornisce la tensione di cella aperta (V_{OCV}), calcolato attraverso l'equazione di Nernst

$$E_p = E_p^0 + \frac{RT}{F} \log \left(\frac{a_{V5} a_{H^+}^2}{a_{V4}} \right) \quad (36.a)$$

$$E_n = E_n^0 + \frac{RT}{F} \log \left(\frac{a_{V3} a_{H^+}^2}{a_{V2}} \right) \quad (36.b)$$

$$V_{OCV} = E_p - E_n = E^o + \frac{RT}{F} \log \left(\frac{a_{V5} a_{V2} a_{H^+}^2}{a_{V4} a_{V3}} \right) \quad (36.c)$$

I pedici p e n indicano gli elettrodi positivi e negativi nella fase di carica. Dove R , F sono le due costanti rispettivamente dei gas ideali e di Faraday, T rappresenta la temperatura espressa in $^{\circ}K$, E_p^0 e E_n^0 sono il potenziale di equilibrio (misurato in condizioni standard), e i vari a_i indicano le specie attive coinvolte nella reazione di ossido riduzione.

Le reazioni elettrochimiche avvengono sulla superficie dell'elettrodo poroso, dove ha luogo il trasferimento di carica. Per il sistema considerato, tale

processo è limitato dal trasporto di specie dalla soluzione elettrolitica alla superficie dell'elettrodo. In tali condizioni il fenomeno è descritto mediante una forma modificata dell'equazione di Butler-Volmer che considera la differenza di concentrazione di specie chimiche tra la superficie dell'elettrodo e il *bulk* dell'elettrolita.

$$\begin{aligned} J_{gp} &= J_p^0 \left[\frac{c_{V4,s}}{c_{V4}} \exp\left(\frac{\alpha_{pa}F}{RT} \eta_p\right) - \frac{c_{V5,s}}{c_{V5}} \exp\left(\frac{\alpha_{pc}F}{RT} \eta_p\right) \right] \\ J_{gn} &= J_n^0 \left[\frac{c_{V2,s}}{c_{V2}} \exp\left(\frac{\alpha_{na}F}{RT} \eta_n\right) - \frac{c_{V3,s}}{c_{V3}} \exp\left(\frac{\alpha_{nc}F}{RT} \eta_n\right) \right] \end{aligned} \quad (37)$$

Dove J^0 sono le correnti superficiali scambiate, esse sono dipendenti dalla concentrazione; $c_{i,s}$ sono le concentrazioni varie specie alla superficie d'interfacciamento, differenti dalla concentrazione di cella c_i ; α_a e α_c sono i coefficienti di trasferimento anodici e catodici; con η_p e η_n si indicano i sovra potenziali esprimibili come

$$\begin{aligned} \eta_p &= \phi_s - \phi_e - E_p \\ \eta_n &= \phi_s - \phi_e - E_n \end{aligned} \quad (38)$$

Dove ϕ_s , ϕ_e sono i potenziali nel solido e nell'elettrolita liquido.

La conservazione elettrochimica avvenente all'interno degli elettrodi, dove reagenti e prodotti sono liberati. L'equazione del bilancio della concentrazione dei reagenti, che ha il fine di cercare di mettere ordine nella migrazione delle differenti specie all'interno dell'elettrodo poroso, può essere espressa, in condizioni di steady-state, come:

$$\nabla \cdot \mathbf{N}_i = S_i \quad (39)$$

Dove \mathbf{N}_i esprime il flusso molare della specie ionica i-esima, i termini sorgenti S_i della mezza reazione elettrochimica, dove l'indice i-esimo indica $\{V_4, V_5, H^+, SO_4^{2-}\}$ per l'elettrodo positivo e $\{V_2, V_3, H^+, SO_4^{2-}\}$ per l'elettrodo negativo. Il solfato SO_4^{2-} è preso in considerazione per assicurare il bilanciamento di carica anche se non partecipa attivamente alla reazione. I termini S_i sono pari a:

$$\begin{aligned} S_{V4} &= -A \frac{J_{gp}}{F} \quad , \quad S_{V5} = A \frac{J_{gp}}{F} \quad , \quad S_{H_p^+} = 2A \frac{J_{gp}}{F} \\ S_{V2} &= -A \frac{J_{gn}}{F} \quad , \quad S_{V3} = A \frac{J_{gn}}{F} \quad , \quad S_{H_n^+} = 0 \end{aligned} \quad (40)$$

Nella (40) oltre ai fattori spiegati in precedenza, appare il fattore A definito come area specifica [m^{-1}] esso è pari all'area attiva di cella fratto il volume della mezza cella.

Il flusso molare della specie i-esima, \mathbf{N}_i , è composto da tre termini, rappresentativi dei fenomeni che avvengono al suo interno. Assumendo un di elettrolita diluito, il flusso molare può essere determinato utilizzando l'equazione di Nernst-Planck:

$$N_i = \mathbf{v} \cdot \nabla c_i - D_i^{eff} \nabla c_i - \frac{z_i c_i}{RT} D_i^{eff} \nabla \phi_e \quad (41)$$

I fenomeni rappresentati sono: l'avvezione, diffusione molecolare e migrazione elettrica. Il primo termine, l'avvezione, rappresenta il fenomeno di trasporto della concentrazione delle specie contenute nel fluido, soluzione elettrolitica, a causa del moto complessivo del fluido stesso; il secondo termine rappresenta il termine di diffusione, termine diffusivo sempre presente quando si ha un gradiente di concentrazione diverso da zero; l'ultimo coefficiente rappresenta la migrazione elettrica, esso tiene conto del movimento dei portatori di carica, aventi carica pari al coefficiente z_i , movimento che è la conseguenza del campo elettrico causato dal gradiente di potenziale elettrico nell'elettrolita. Con il simbolo c_i viene indicata la concentrazione molare per metro cubo, con l'indice i -esimo avente significato come sopra. I coefficienti di diffusività, ricorrendo alla correzione di Bruggeman, sono calcolati come $D_i^{eff} = D_i \varepsilon^{1.5}$, con ε esprimente la porosità dell'elettrodo. La velocità di un fluido in un mezzo poroso può essere predetta utilizzando la legge di Darcy, la quale nella (42) è stata integrata dalla relazione di Kozeny-Carmen, quest'ultima esprimente la conduttività idraulica negli interstizi dei mezzi fibrosi.

$$\mathbf{v} = -\frac{d_f^2}{K\mu} \frac{\varepsilon^3}{1-\varepsilon^2} \nabla p \quad (42)$$

Dove d_f rappresenta il diametro delle fibre porose, K è la costante di Kozeny-Carmen, μ è la viscosità del fluido, e P è la pressione.

Fatta questa breve introduzione teorica vediamo come è possibile andare a stimare le dimensioni d'un ipotetico sistema al vanadio che può andare a sostituire l'impianto illustrato al capitolo precedente.

6.2 CELLA IDEALE

Applicando il teorema di Thévenin nelle batterie al vanadio se si trascurano i fenomeni di crossover e quelli elettrostatici, l'effetto della resistenza interna può essere assunta pari alla resistenza interna della membrana, tipici valori di resistenza a normale temperatura d'esercizio (20-30 °C) sono $r_m=1.5 \Omega\text{cm}^2$, valore che cautelatamente verrà preso con un coefficiente di sicurezza pari a due per considerare altre tipologie di perdite, come quelle dovute alla resistenza dell'elettrolita e dei collettori. Questo valore verrà ritenuto costante al variare del SOC.

Il numero di celle da utilizzare è funzione della potenza da soddisfare, nel nostro caso la massima potenza corrisponde a circa 1075 kW , nelle batterie al

Vanadio il dimensionamento in termini di potenza della cella corrisponde al determinare l'estensione dell'area attiva di cella.

Scegliendo una area attiva (A_a) di cella avente dimensioni pari a $L=40cm$ e larghezza $w=30cm$ si può andare a determinare la potenza erogabile da una singola cella, in base al circuito sottostante (figura 48).

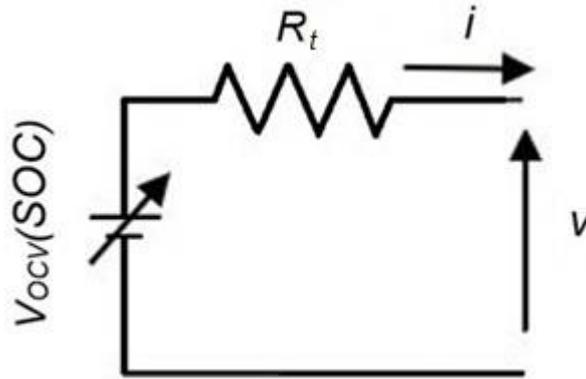


Figura 48 circuito equivalente cella al vanadio

Essendo $R_t = \frac{2r_m}{A_a} = 2 m\Omega$, la corrente nominale $I_n = J_N A_a = 168$ dove J_N è la densità di corrente nominale pari a $0,14 A/cm^2$, valore che dipende dalle caratteristiche costruttive della cella. Tramite la (43) si può ricavare la potenza nominale di cella, ed è pari a,

$$P_{n,c} = (V_{OCV(0,5)} - R_t I) I \quad (43)$$

Avendo imposto $V_{OCV(0,5)} = 1.37 V$, si ottiene un valore di $P_{n,c} = 173,7 W$ prossimo a quello della massima potenza nominale di scarica della cella al Litio ($174.8 W$).

Considerando che la potenza da soddisfare è pari a $P_{max} = 1075 kW$ e assumendo a priori un valore del rendimento che tiene conto delle perdite per pompaggio e del rendimento delle trasformazioni interne di cella pari a $0,75$ il numero di celle n_c da porre in serie risulta essere pari a

$$n_c \geq \frac{P_{max}}{\eta P_c} = 8252 \text{ celle} \quad (44)$$

Si ricorda che per il sistema a litio il numero di celle era pari al prodotto 9408 celle, la differenza tra questi due valori è dovuta alla scelta di progettare la cella al vanadio sulla massima potenza in fase di scarica della cella a Litio. Questa condizione di confronto è proprio quella voluta, cioè un confronto a parità di potenza nominale di cella.

Si ipotizzerà che sia possibile queste celle in parallelo e in serie, in modo d'avere a valle del convertitore di potenza una tensione pari al range che si ha adoperando con il Litio, ($588V$ e $823.2V$) questo presuppone la messa in serie

di circa 520 celle, le quali formano uno stack, poste su uno dei 16 rami ($n_{rami}=16$), in modo tale si mantiene la proporzione delle tensioni di ingresso al trasformatore del sistema. In questo modo le celle diventano $n_c = 8320$.

Questa scelta è voluta per far rimanere validi i flussi di potenza che entrano nel EESS e per andare ad usare gli stessi rendimenti medi del sistema al litio, nella pratica questa configurazione non è utilizzata, in quanto ci si affida al sistema PCS per l'innalzamento della tensione.

6.3 DINAMICA DELLE CONCENTRAZIONI

Studi approfonditi hanno evidenziato gli effetti della portata di elettrolita sulle prestazioni dei VRB. Generalmente, la velocità di flusso dell'elettrolita può influenzare: il trasferimento di massa delle specie attive, l'aumento della temperatura degli elettroliti e il consumo energetico della pompa. Innanzitutto, poiché la convezione è il meccanismo principale per il trasferimento di massa delle specie attive attraverso l'elettrodo poroso, la velocità del flusso dell'elettrolito gioca un ruolo fondamentale nel determinare il cambiamento nella concentrazione degli ioni di vanadio, e quindi la concentrazione eccessiva. La variazione di concentrazione degli ioni di vanadio dovrebbe essere determinata in modo sincrono dalle reazioni chimiche e dalla portata di elettrolita. In secondo luogo, la velocità di flusso dell'elettrolita dei VRB può anche influenzare in modo significativo la distribuzione della temperatura e l'aumento di temperatura di una cella VRB. Si è scoperto che era richiesta una grande portata di elettrolita per rendere uniforme la distribuzione della temperatura all'interno di una cella, portare ad una maggiore efficienza coulombica e una minore evoluzione dell'idrogeno [59]. In definitiva, sebbene un aumento della portata di elettrolita possa aiutare ad evitare concentrazioni eccessive può portare a maggiori cadute di pressione. Pertanto, alcuni studi hanno studiato e incorporato modelli idraulici nei suddetti modelli per stimare le cadute di pressione e la potenza della pompa richiesta a diverse velocità di flusso di elettrolita [60] e diversi disegni del campo di flusso [61].

La portata ottimale da applicare in fase di carica o in scarica di una corrente continuativa può essere determinata tramite la (45)

$$Q = \frac{\beta I}{F c_v SOC} \quad \text{Scarica} \quad (45)$$

$$Q = \frac{\beta I}{F c_v (1-SOC)} \quad \text{Carica}$$

Dove β rappresenta il fattore di flusso stechiometrico e si aggira tra 7 e 9.

Lo schema in figura 49 ci fornisce un utile spunto per andare a legare le concentrazioni dei vari elementi del nostro sistema (cella, stack e tank).

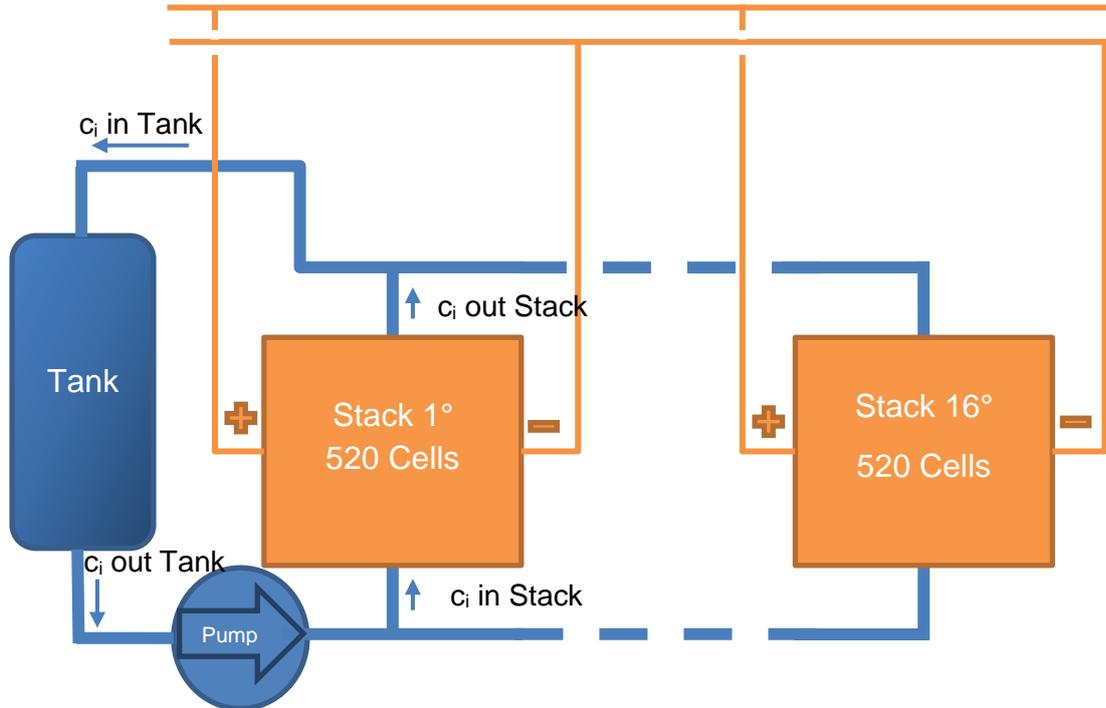


Figura 49 Schema della dinamica delle concentrazioni di mezza cella

Il cambio di concentrazione nel serbatoio (tank) si viene a creare a causa della differenza di concentrazione che viene immessa in esso. Questo cambio di concentrazione nel serbatoio, considerando il serbatoio istantaneamente miscibile, può essere espresso tramite le (46)

$$\frac{dc(t)_i^{tk}}{dt} = \frac{Q}{V_{tk}} [c(t)_{i,OUT}^{tk} - c(t)_{i,IN}^{tk}] \quad (46.a)$$

$$\frac{dc(t)_i^{sk}}{dt} = \frac{Q}{n_c \varepsilon V_c} [c(t)_{i,OUT}^{st} - c(t)_{i,IN}^{st}] \quad (46.b)$$

$$\frac{dc(t)_i^c}{dt} = \frac{Q}{\varepsilon V_c} [c(t)_{i,OUT}^c - c(t)_{i,IN}^c] \pm \nabla \cdot \mathbf{N}_i \quad (46.c)$$

Dove Q è la portata espressa in m^3/s e V_{tk} è il volume del serbatoio espresso in m^3 , il simbolo più meno della (46.c) è da intendersi positivo durante il processo di carica, termine sorgente, mentre è da intendersi negativo durante la fase di scarica.

La concentrazione di flusso di elettrolita in ingresso al serbatoio coincide con la concentrazione dell'elettrolita uscente dal insieme degli stack, e a sua volta la concentrazione uscente dal singolo stack coincide con la concentrazione uscente dall'insieme delle celle contenute in esso.

Il volume di elettrolita da impiegare può essere dedotto dalla quantità di energia che si riesce ad immagazzinare in un litro di elettrolita, ad oggi, si riesce a

stipare circa 1kWh ogni 22-20 litri considerando una soluzione 5 molare di acido Solforico.

Ad esempio, per ottenere 8 MWh sono necessari da 176-160 m³.

L'elettrolita che sarà necessario stipare all'interno del tank V_{tk}, trascurando il volume contenuto all'interno delle condotte idrauliche sarà pari a

$$V_{tk} = Vol - 2n_c \varepsilon A_a h_c$$

Il valore ottenuto, 173 – 160, e il volume complessivo che devono avere i due serbatoi contenenti le due distinte soluzioni di elettrolita per il serbatoio 1 e 2.

Riepilogo dei parametri assunti

Parametri Geometrici		
<i>h</i>	<i>3 mm</i>	<i>Spessore elettrodo</i>
<i>w</i>	<i>30 cm</i>	<i>Profondità elettrodo</i>
<i>L</i>	<i>40 cm</i>	<i>Lunghezza elettrodo</i>
<i>n_c</i>	<i>520</i>	<i>Numero di celle nello stack</i>
<i>n_r</i>	<i>16</i>	<i>Numero stack in parallelo</i>
<i>V_e</i>	<i>168 m³</i>	<i>Volume elettrolita</i>
Parametri Fisici		
<i>ε</i>	<i>0.929</i>	<i>Porosità elettrodo</i>
<i>c_v</i>	<i>1500 mol/ m³</i>	<i>Concentrazione molare</i>
<i>J_n</i>	<i>0,14 A/cm²</i>	<i>Lunghezza elettrodo</i>
<i>r_m</i>	<i>r_m=1,5 Ωcm²</i>	<i>Resistenza membrana</i>
<i>V^o</i>	<i>1,37 V</i>	<i>Tensione a circuito aperto in condizioni standard</i>

6.4 MODELLIZZAZIONE VANADIO

Si cercherà di determinare come si può comportare elettricamente un sistema al vanadio avente queste caratteristiche di taglia:

Caratteristiche nominali impianto EESS al vanadio

Capacità equivalente di cella ($C_{eq,c}$)*	686,81 Ah
Tensione nominale (V_n)	712,4 V
Range di tensione	624 – 780 V
Energia Teorica (E_T)	8 MWh
Potenza	1445,75 kW
Auto-scarica (α)	7%/mese

Il modello a cui si farà riferimento è quello riportato sottostante (figura 50).

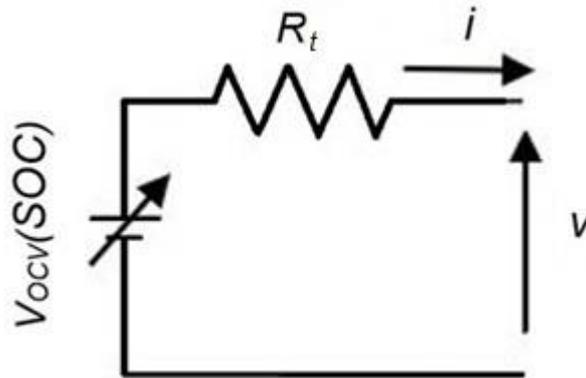


Figura 50 circuito equivalente cella al vanadio

Usando questo modello di cella si riuscirà a fare un confronto fra il sistema a litio e quello al vanadio. Lo stato di carica** sarà calcolato usando la (34),

$$SOC(t) = \frac{\int_{\tau_{start}}^{\tau_{end}} i_c(t) d\tau}{C_{eq,c}} \quad (34)$$

Per il sistema al vanadio i contributi di α e β della (35) saranno trascurati ($\alpha=0$ e $\beta=1$), dato che i fenomeni di invecchiamento e autoscarica per i sistemi al vanadio sono trascurabili.

$$SOC(n) = SOC(n-1) - \frac{i_c(n) \Delta t}{C_{eq,c}} \quad (47)$$

R_t come detto al paragrafo 6.2 sarà ritenuta costante al variare del SOC.

La tensione di cella sarà ricavata dalla formulazione proposta dal professore Guarnieri et. Al [57].

* Per determinare la capacità equivalente della cella si è diviso l'energia teorica dell'impianto per il numero di celle, ottenendo così l'energia teorica associata alla cella, la quale è stata divisa per la sua tensione nominale di cella. Si osservi che si sta facendo un uso improprio della capacità, in quanto la variazione delle concentrazioni all'interno della cella è regolata dalle leggi chimico-fisiche introdotte al paragrafo 6.1.

** Il SOC, nei sistemi a flusso si riferisce alla concentrazione delle specie contenute nel tank. Per la sua corretta determinazione oltre alle considerazioni fatte al paragrafo 6.1 sono da aggiungere le dinamiche idrauliche trattate al paragrafo 6.3.

$$V_{OCV} = V^o + \frac{2RT}{F} \ln\left(\frac{SOC}{1 - SOC}\right) \quad (47)$$

Nella quale si assumerà una temperatura $T=300K$ (circa $27^{\circ}C$).

6.5 RISULTATI

Con l'intento di paragonare i due ESS si riporteranno nel proseguo i risultati del modello al vanadio. I criteri espositivi sono gli stessi del paragrafo 5.3, l'immagini qui riportare sono solamente gli andamenti del SOC per una maggiore compattezza, e chiarezza espositiva.

6.5.1 RISULTATI ZONA UTCE

Con una potenza media dei servizi ausiliari pari a $36kWh$ il trend di potenza non è sufficientemente ampio per mantenere lo stato di carica a valori maggiori di 0, si è deciso quindi di simulare il comportamento del sistema assumendo a priori una potenza media dei servizi ausiliari pari a $24kWh$, cioè il doppio del sistema al litio (in precedenza era il triplo).

Taglia		1MW e 8MWh	
Soglie attivazione inferiore		SOC=25,5% (riattivazione 26%)	
Soc minimo raggiunto		8,91%	
Potenza ausiliari		24 kW	
T servizio (T_{as})		184,5 giorni	
Tempo disservizio	Limitare la scarica	assoluto	80,34 giorni
		relativo a T_{as}	43,54 %
	Limitare la carica	assoluto	0
		relativo a T_{as}	0
Limite totale	assoluto	80,34 giorni	
	relativo a T_{as}	43,54%	
Energia Accumulata (E_c)		261,59 MWh	
Energia Rilasciata (E_d)		36,97 MWh	
Mancata Energia Accumulata ($E_{d,mis}$)		0 MWh	
Mancata Energia Rilasciata ($E_{c,mis}$)		225,12 MWh	
$(E_c + E_d) / (E_{c,mis} + E_{d,mis})$ (potenza in valore assoluto)		56,69%	

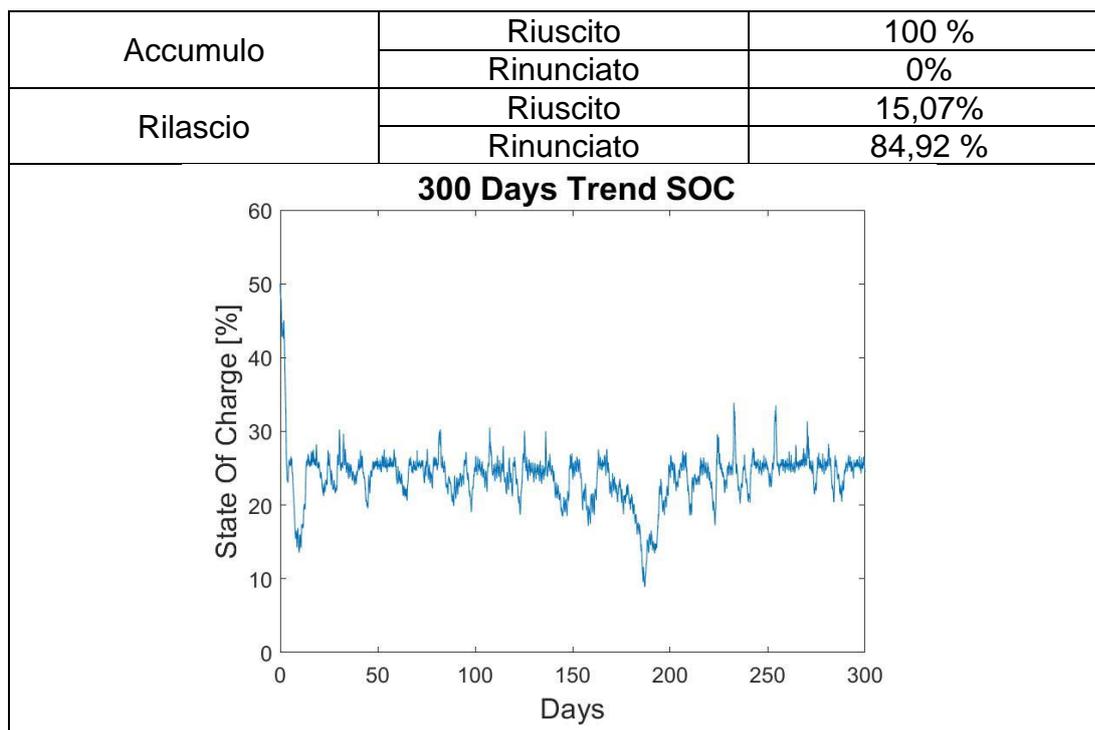


Tabella 15 Riepilogo Vanadio *EESS* taglia 1MW-8MWh (ausiliari:24kW), zona UTCE

Taglia		1MW e 4MWh	
Soglie attivazione inferiore		SOC=40,5% (riattivazione 41%)	
Soc minimo raggiunto		7,97%	
Potenza ausiliari		24 kW	
T servizio (T_{as})		184,5 giorni	
Tempo disservizio	Limitare la scarica	assoluto	80,8 giorni
		relativo a T_{as}	43,8 %
	Limitare la carica	assoluto	0
		relativo a T_{as}	0
	Limite totale	assoluto	80,8 giorni
		relativo a T_{as}	43,8%
Energia Accumulata (E_c)		261,59 MWh	
Energia Rilasciata (E_d)		35,57 MWh	
Mancata Energia Accumulata ($E_{d,mis}$)		0 MWh	
Mancata Energia Rilasciata ($E_{c,mis}$)		226,52 MWh	
$(E_c + E_d) / (E_{c,mis} + E_{d,mis})$ (potenza in valore assoluto)		56,74%	

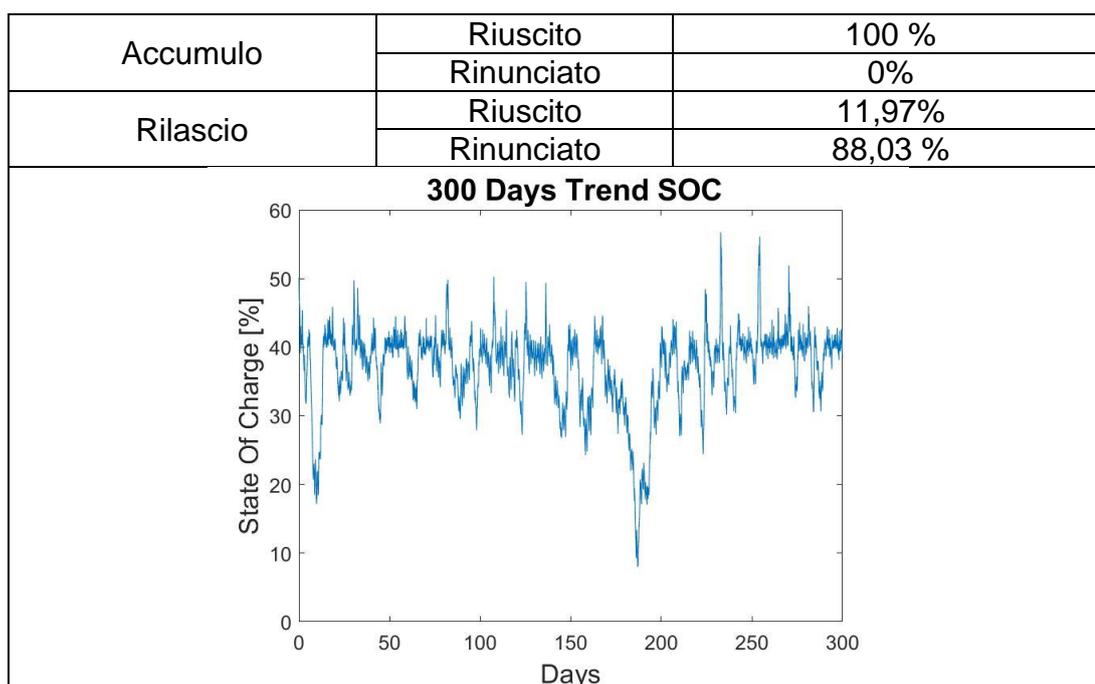


Tabella 16 Riepilogo Vanadio *EES*S taglia 1MW-4MWh (ausiliari:24kW), zona UTCE

Taglia		1MW e 3MWh	
Soglie attivazione inferiore		SOC=45,5% (riattivazione 46%)	
Soc minimo raggiunto		1,97%	
Potenza ausiliari		24 kW	
T servizio (T_{as})		184,5 giorni	
Tempo disservizio	Limitare la scarica	assoluto	80,9 giorni
		relativo a T_{as}	43,84%
	Limitare la carica	assoluto	0
		relativo a T_{as}	0
	Limite totale	assoluto	80,9 giorni
		relativo a T_{as}	43,84%
Energia Accumulata (E_c)		261,59 MWh	
Energia Rilasciata (E_d)		35,38 MWh	
Mancata Energia Accumulata ($E_{d,mis}$)		0 MWh	
Mancata Energia Rilasciata ($E_{c,mis}$)		226,71 MWh	
$(E_c + E_d) / (E_{c,mis} + E_{d,mis})$ (potenza in valore assoluto)		56,71%	

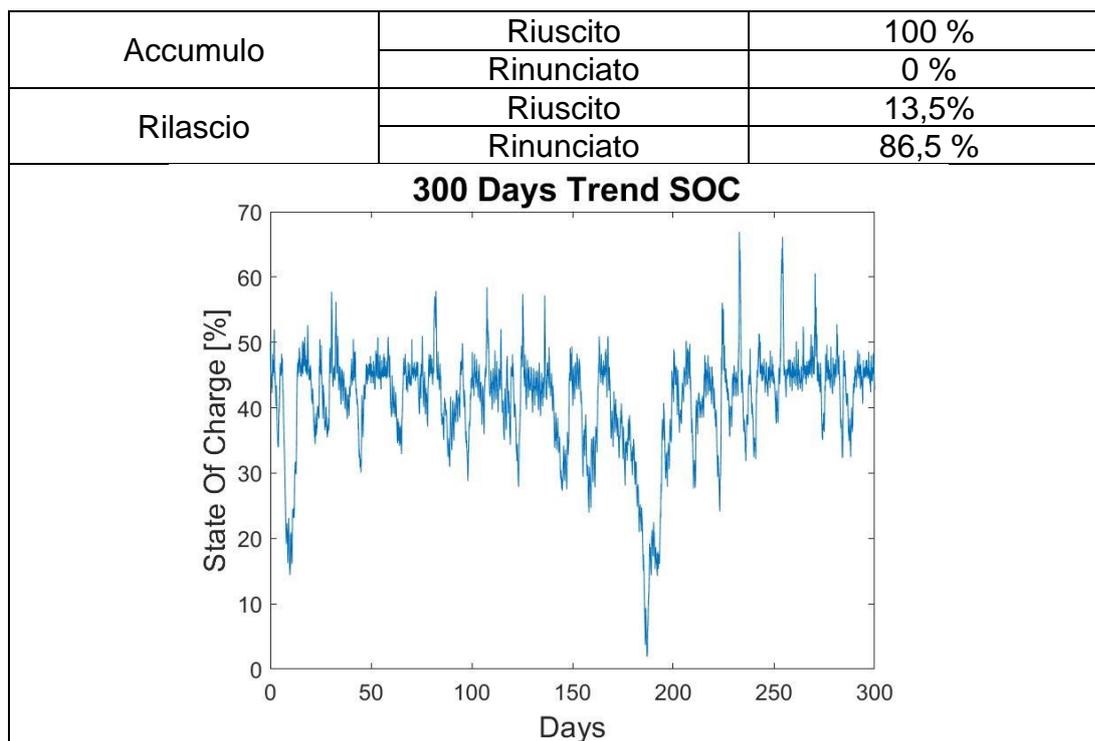


Tabella 17 Riepilogo Vanadio *EES*S taglia 1MW-3MWh (ausiliari:24kW), zona UTCE

Taglia		1MW e 2MWh	
Soglie attivazione inferiore		SOC=70% (riattivazione 70,5%)	
Soc minimo raggiunto		6,97%	
Potenza ausiliari		24 kW	
T servizio (T_{as})		184,5 giorni	
Tempo disservizio	Limitare la scarica	assoluto	81,16 giorni
		relativo a T_{as}	43,98%
	Limitare la carica	assoluto	2,2 ore
		relativo a T_{as}	0,05%
	Limite totale	assoluto	81,67 giorni
		relativo a T_{as}	43,99
Energia Accumulata (E_c)		260,99 MWh	
Energia Rilasciata (E_d)		34,64 MWh	
Mancata Energia Accumulata ($E_{d,mis}$)		596,4 kWh	
Mancata Energia Rilasciata ($E_{c,mis}$)		227,45 MWh	
$(E_c + E_d) / (E_{c,mis} + E_{d,mis})$ (potenza in valore assoluto)		56,45%	

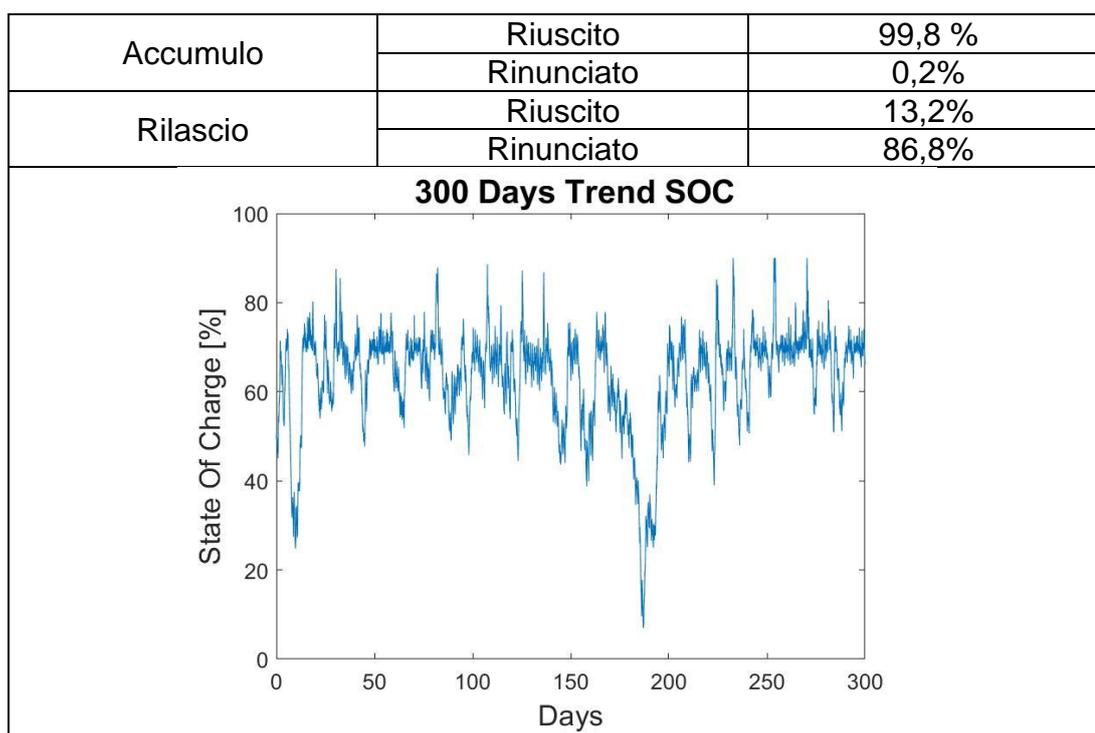


Tabella 18 Riepilogo Vanadio EESS taglia 1MW-2MWh (ausiliari:24kW), zona UTCE

6.5.2 RISULTATI ZONA NORD

Grazie alle maggiori potenze, in valore assoluto, derivanti da una più ampia fluttuazione della frequenza nel sistema scandinavo, il sistema EES riesce a mantenersi a valori di SOC positivi anche a fronte di un consumo degli ausiliari pari a 36 KW.

Taglia		1MW e 8MWh	
Soglie attivazione inferiore		SOC=20,5% (riattivazione 21%)	
Soc minimo raggiunto		7,41%	
Potenza ausiliari		36 kW	
T servizio (T_{as})		195,57 giorni	
Tempo disservizio	Limitare la scarica	assoluto	58,78 giorni
		relativo a T_{as}	30,06 %
	Limitare la carica	assoluto	0
		relativo a T_{as}	0
	Limite totale	assoluto	58,78 giorni
		relativo a T_{as}	30,05%
Energia Accumulata (E_c)		578,01 MWh	
Energia Rilasciata (E_d)		223,30 MWh	
Mancata Energia Accumulata ($E_{d,mis}$)		0 MWh	
Mancata Energia Rilasciata ($E_{c,mis}$)		352,97 MWh	
$(E_c+E_d) / (E_{c,mis}+E_{d,mis})$ (potenza in valore assoluto)		69,42%	

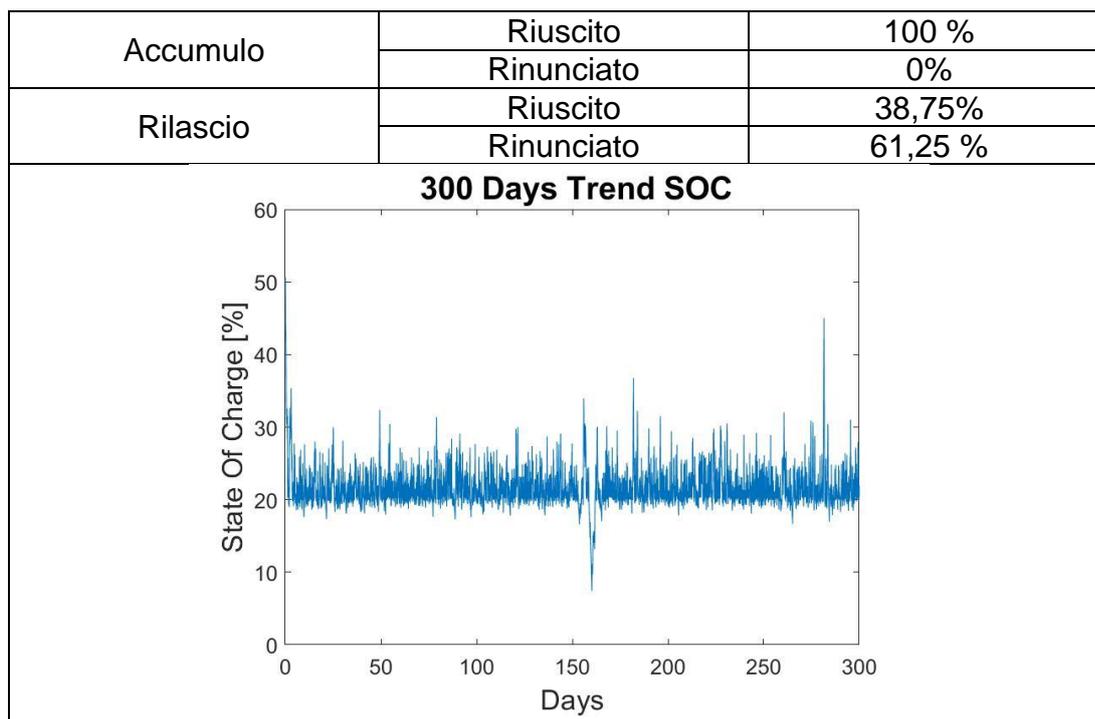


Tabella 19 Riepilogo Vanadio *EESS* taglia 1MW-8MWh (ausiliari:36kW), zona NORD

Taglia		1MW e 4MWh	
Soglie attivazione inferiore		SOC=43% (riattivazione 43,5%)	
Soc minimo raggiunto		7,25%	
Potenza ausiliari		36 kW	
T servizio (T_{as})		195,57	
Tempo disservizio	Limitare la scarica	assoluto	58,80 giorni
		relativo a T_{as}	30,06 %
	Limitare la carica	assoluto	0
		relativo a T_{as}	0
	Limite totale	assoluto	58,80 giorni
		relativo a T_{as}	30,09%
Energia Accumulata (E_c)		578,01 MWh	
Energia Rilasciata (E_d)		223,3 MWh	
Mancata Energia Accumulata ($E_{d,mis}$)		0 MWh	
Mancata Energia Rilasciata ($E_{c,mis}$)		352,96 MWh	
$(E_c+E_d) / (E_{c,mis}+E_{d,mis})$ (potenza in valore assoluto)		69,42%	

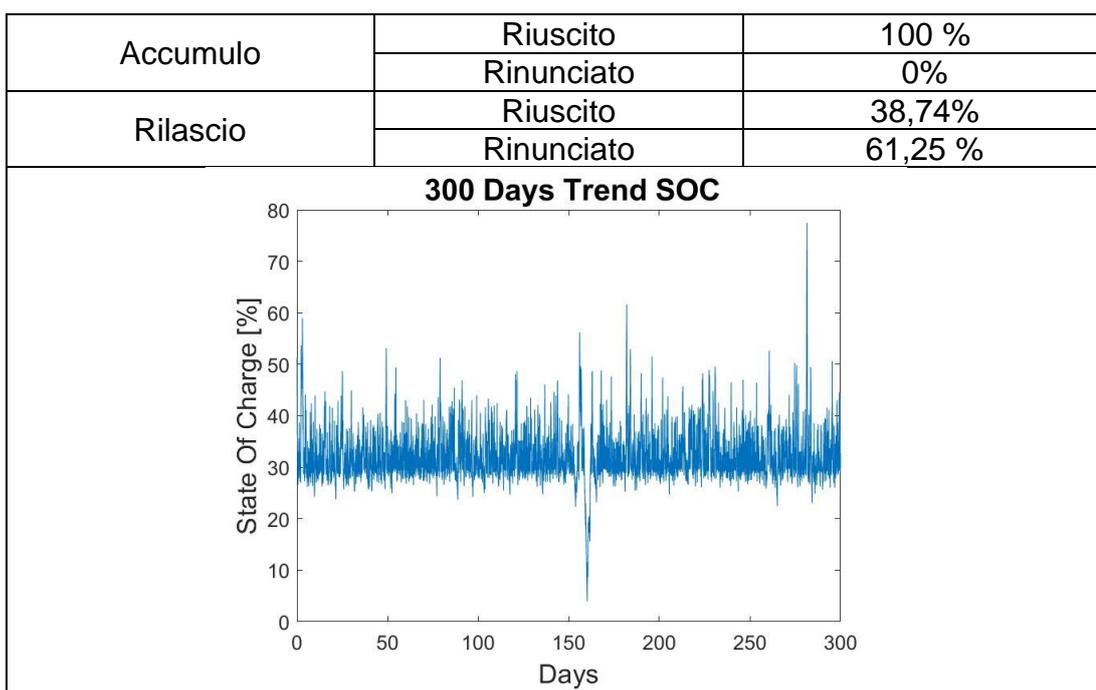


Tabella 20 Riepilogo Vanadio *EESS* taglia 1MW-4MWh (ausiliari:36kW), zona NORD

Taglia		1MW e 3MWh	
Soglie attivazione inferiore		SOC=43% (riattivazione 43,5%)	
Soc minimo raggiunto		9,15%	
Potenza ausiliari		36 kW	
T servizio (T_{as})		195,57	
Tempo disservizio	Limitare la scarica	assoluto	58,79 giorni
		relativo a T_{as}	30,07%
	Limitare la carica	assoluto	1,22 ore
		relativo a T_{as}	0,03%
	Limite totale	assoluto	58,84 giorni
		relativo a T_{as}	30,09%
Energia Accumulata (E_c)		577,42 MWh	
Energia Rilasciata (E_d)		223,39 MWh	
Mancata Energia Accumulata ($E_{d,mis}$)		592 kWh	
Mancata Energia Rilasciata ($E_{c,mis}$)		352,87 MWh	
$(E_c+E_d) / (E_{c,mis}+E_{d,mis})$ (potenza in valore assoluto)		69,38%	

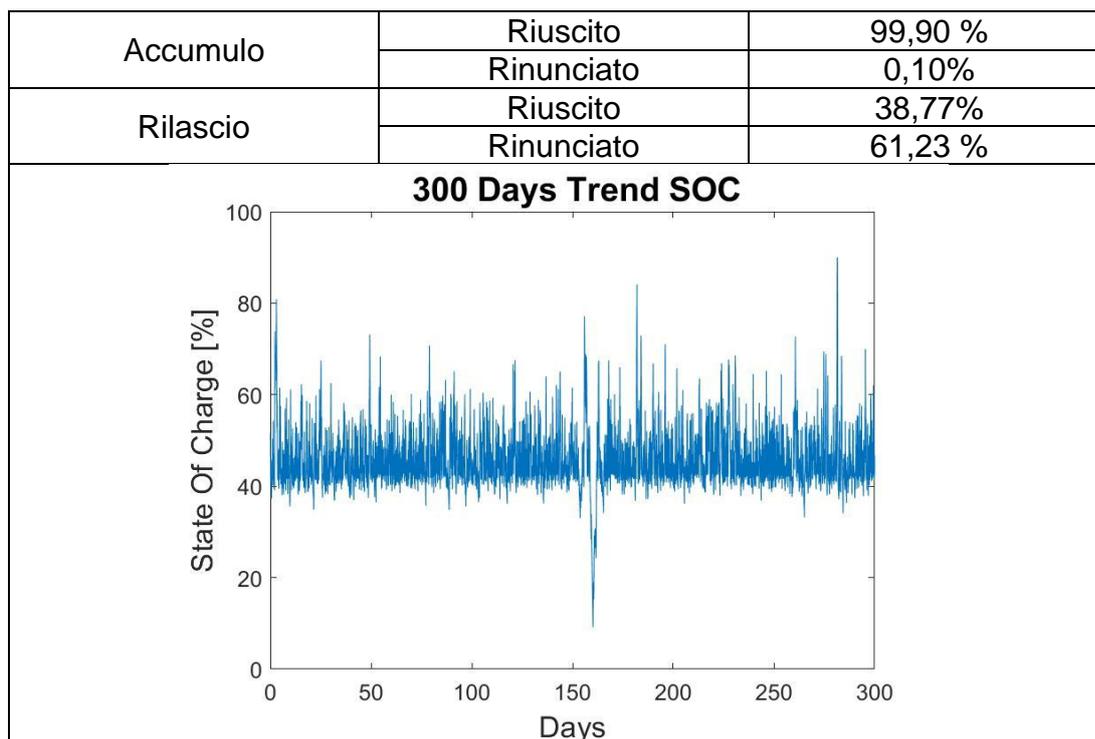


Tabella 21 Riepilogo Vanadio *EES*S taglia 1MW-3MWh (ausiliari:36kW), zona NORD

Taglia		1MW e 2MWh	
Soglie attivazione inferiore		SOC=53% (riattivazione 53,5%)	
Soc minimo raggiunto		2,15%	
Potenza ausiliari		36 kW	
T servizio (T_{as})		195,57	
Tempo disservizio	Limitare la scarica	assoluto	59,02 giorni
		relativo a T_{as}	30,1%
	Limitare la carica	assoluto	9 ore
		relativo a T_{as}	0,2%
	Limite totale	assoluto	59,4 giorni
		relativo a T_{as}	30,4
Energia Accumulata (E_c)		574,14 MWh	
Energia Rilasciata (E_d)		221,54 MWh	
Mancata Energia Accumulata ($E_{d,mis}$)		3,85 MWh	
Mancata Energia Rilasciata ($E_{c,mis}$)		354,72 MWh	
$(E_c+E_d) / (E_{c,mis}+E_{d,mis})$ (potenza in valore assoluto)		68,93%	

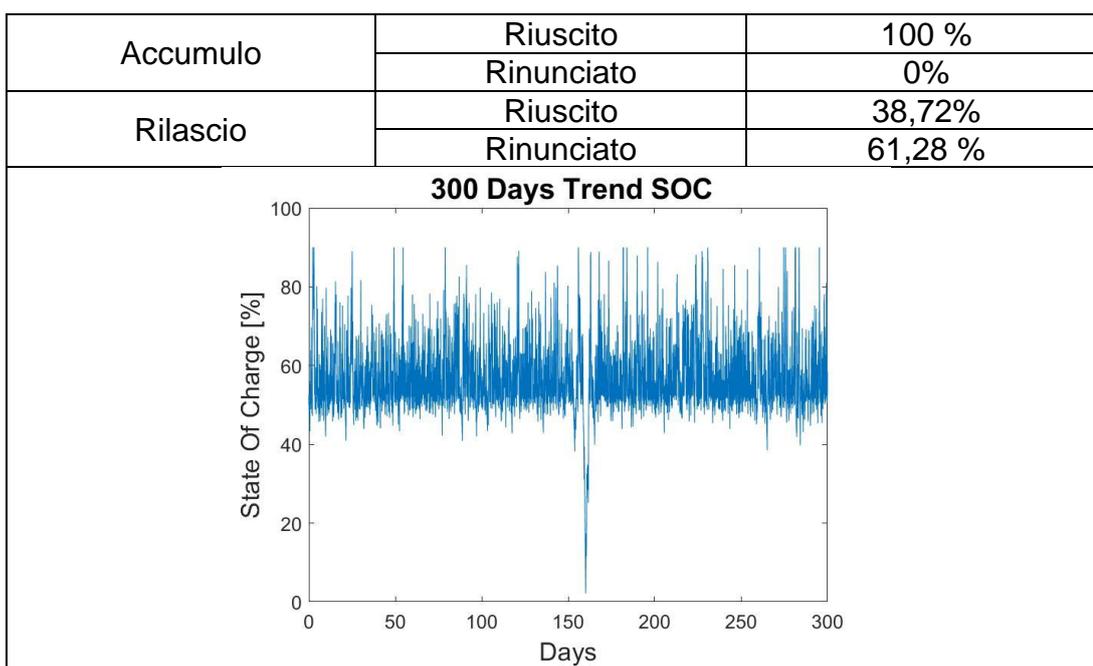


Tabella 22 Riepilogo Vanadio *EES*S taglia 1MW-2MWh (ausiliari:36kW), zona NORD

Si esamineranno anche come il sistema si comporta fissando il consumo dei servizi ausiliari a 24 kW.

Taglia		1MW e 8MWh	
Soglie attivazione inferiore		SOC=20,5% (riattivazione 21%)	
Soc minimo raggiunto		13,2%	
Potenza ausiliari		24 kW	
T servizio (T_{as})		195,57 giorni	
Tempo disservizio	Limitare la scarica	assoluto	45,15 giorni
		relativo a T_{as}	23,09 %
	Limitare la carica	assoluto	0
		relativo a T_{as}	0
	Limite totale	assoluto	45,15 giorni
		relativo a T_{as}	23,09%
Energia Accumulata (E_c)		578,01 MWh	
Energia Rilasciata (E_d)		302,31 MWh	
Mancata Energia Accumulata ($E_{d,mis}$)		0 MWh	
Mancata Energia Rilasciata ($E_{c,mis}$)		273,96 MWh	
$(E_c+E_d) / (E_{c,mis}+E_{d,mis})$ (potenza in valore assoluto)		76,27%	

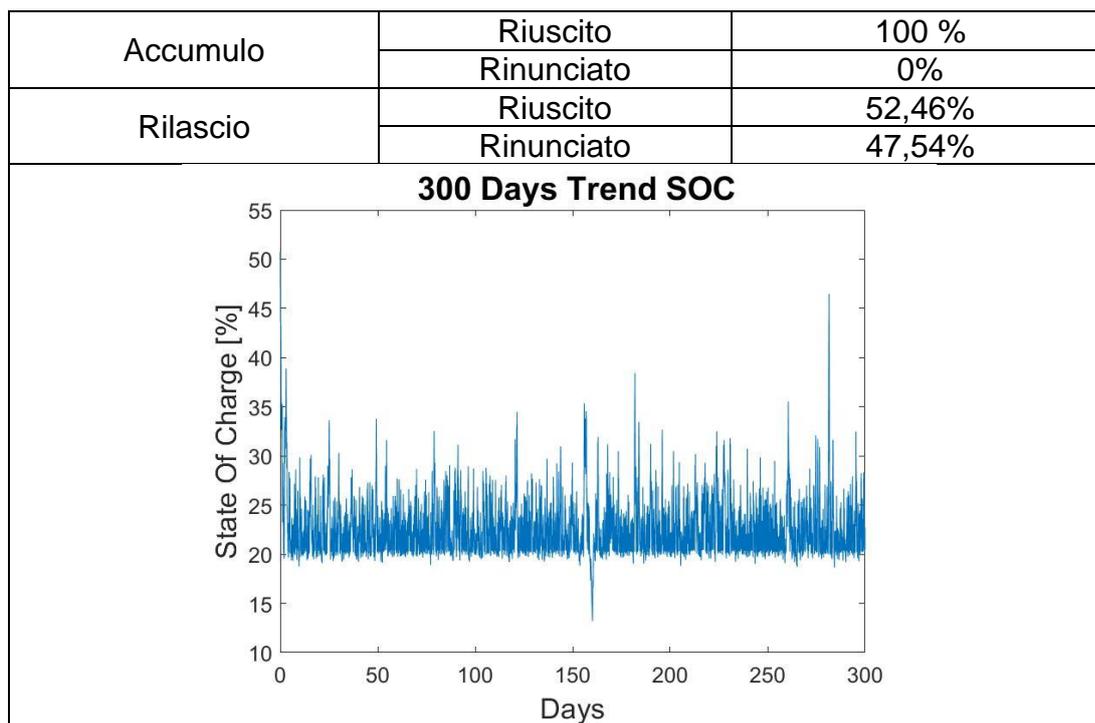


Tabella 23 Riepilogo Vanadio *EESS* taglia 1MW-8MWh (ausiliari:24kW), zona NORD

Taglia		1MW e 4MWh	
Soglie attivazione inferiore		SOC=30,5% (riattivazione 31%)	
Soc minimo raggiunto		7,25%	
Potenza ausiliari		24 kW	
T servizio (T_{as})		195,57	
Tempo disservizio	Limitare la scarica	assoluto	45,12 giorni
		relativo a T_{as}	23,07 %
	Limitare la carica	assoluto	0
		relativo a T_{as}	0
	Limite totale	assoluto	45,12 giorni
		relativo a T_{as}	23,07%
Energia Accumulata (E_c)		578,01 MWh	
Energia Rilasciata (E_d)		302,5 MWh	
Mancata Energia Accumulata ($E_{d,mis}$)		0 MWh	
Mancata Energia Rilasciata ($E_{c,mis}$)		273,8 MWh	
$(E_c+E_d) / (E_{c,mis}+E_{d,mis})$ (potenza in valore assoluto)		76,28%	

Accumulo	Riuscito	100 %
	Rinunciato	0%
Rilascio	Riuscito	52,49%
	Rinunciato	47,51 %

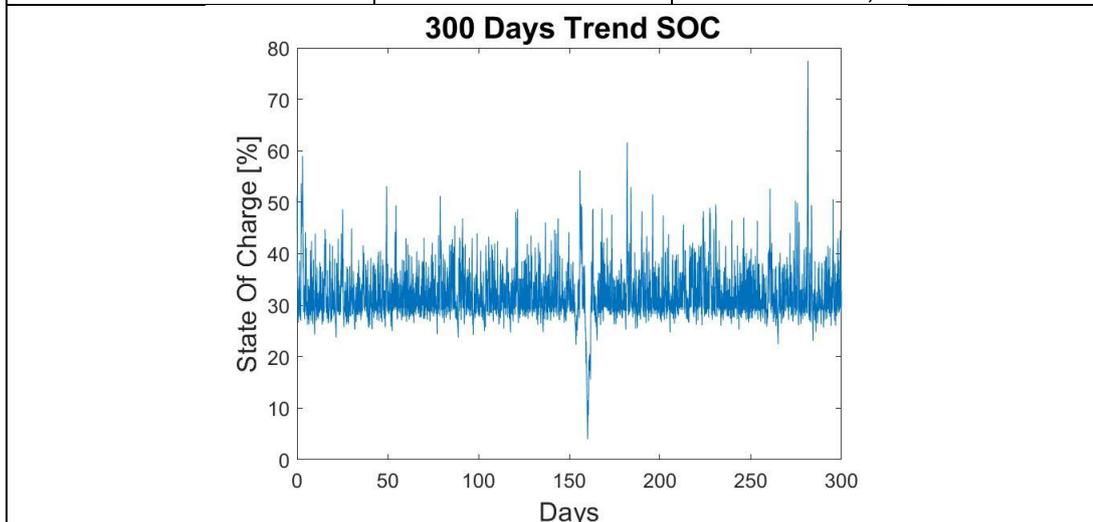


Tabella 24 Riepilogo Vanadio *EESS* taglia 1MW-4MWh (ausiliari:24kW), zona NORD

Taglia		1MW e 3MWh	
Soglie attivazione inferiore		SOC=43% (riattivazione 43,5%)	
Soc minimo raggiunto		24,27%	
Potenza ausiliari		24 kW	
T servizio (T_{as})		195,57	
Tempo disservizio	Limitare la scarica	assoluto	45,04 giorni
		relativo a T_{as}	23,03%
	Limitare la carica	assoluto	1,26 ore
		relativo a T_{as}	0,03%
	Limite totale	assoluto	45,1 giorni
		relativo a T_{as}	23,07%
Energia Accumulata (E_c)		577,47 MWh	
Energia Rilasciata (E_d)		303,04 MWh	
Mancata Energia Accumulata ($E_{d,mis}$)		535 kWh	
Mancata Energia Rilasciata ($E_{c,mis}$)		273,23 MWh	
$(E_c+E_d) / (E_{c,mis}+E_{d,mis})$ (potenza in valore assoluto)		76,28%	

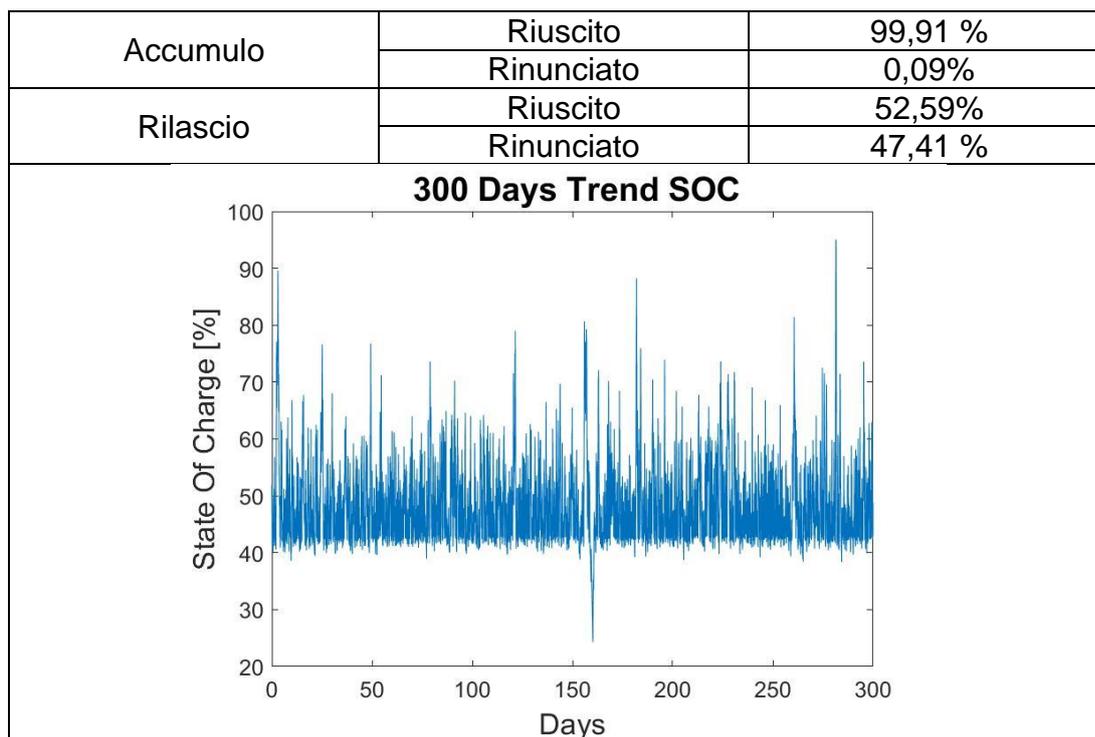


Tabella 25 Riepilogo Vanadio *EESS* taglia 1MW-3MWh (ausiliari:24kW), zona NORD

Taglia		1MW e 2MWh	
Soglie attivazione inferiore		SOC=40% (riattivazione 40,5%)	
Soglie attivazione superiore		SOC=95% (riattivazione 94,5%)	
Soc minimo raggiunto		11,43%	
Potenza ausiliari		24 kW	
T servizio (T_{as})		195,57	
Tempo disservizio	Limitare la scarica	assoluto	45,21 giorni
		relativo a T_{as}	23,11%
	Limitare la carica	assoluto	4,64 ore
		relativo a T_{as}	0,10%
	Limite totale	assoluto	59,4 giorni
		relativo a T_{as}	23,21
Energia Accumulata (E_c)		576,07 MWh	
Energia Rilasciata (E_d)		201,93 MWh	
Mancata Energia Accumulata ($E_{d,mis}$)		1,94 MWh	
Mancata Energia Rilasciata ($E_{c,mis}$)		274,33 MWh	
$(E_c+E_d) / (E_{c,mis}+E_{d,mis})$ (potenza in valore assoluto)		76,07%	

Accumulo	Riuscito	99,67%
	Rinunciato	0,33%
Rilascio	Riuscito	52,39%
	Rinunciato	47,61%

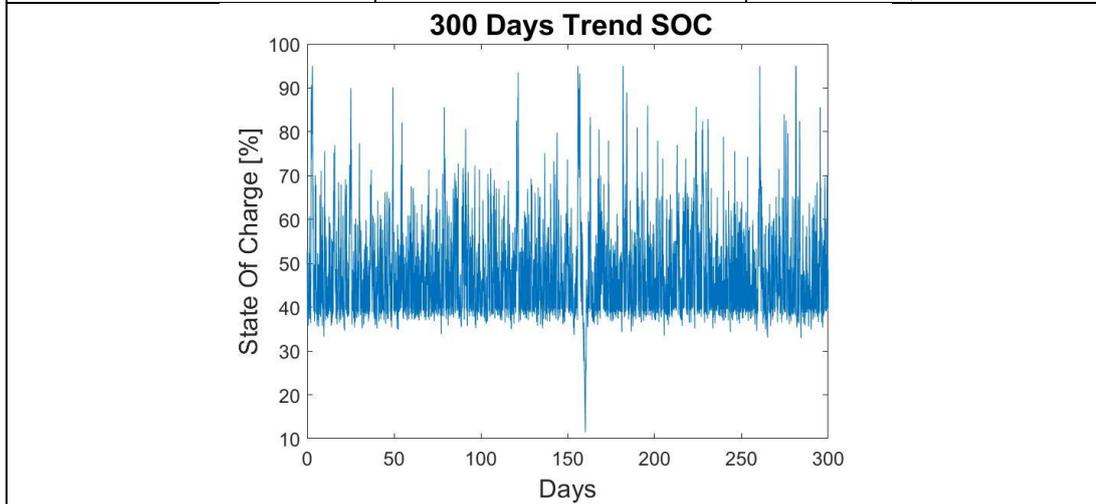


Tabella 26 Riepilogo Vanadio *EES*S taglia 1MW-3MWh (ausiliari:22kW), zona NORD

CONCLUSIONI

Da quanto emerso possiamo affermare con certezza che uno *EESS* asservito totalmente alla regolazione primaria, senza strategie di ricarica attive, è impossibilitato a svolgere in maniera piena il servizio a cui è preposto, la causa è da ricercare nei consumi del sistema ausiliario che riducono il *SOC*. In questa tesi non sono stati esaminati i gradi di libertà (pag. 56), essi possono sicuramente aiutare il mantenimento del *SOC* minimo e massimo entro valori corretti, ma il loro contributo comunque non è tale da portare l'*EESS* ad un pieno servizio autonomo.

Dal confronto tra il comportamento di un sistema a litio e quello al vanadio è emerso chiaramente che, causa natura più energivora dei sistemi ausiliari del vanadio, sia in termini di disservizio temporale sia in termini di disservizio energetico, ad oggi è da preferire un sistema al litio.

Possibili sviluppi:

Ritengo che sia interessante esaminare il comportamento di questi due sistemi integrandoli alla produzione di energia da fonte rinnovabile, in tal modo è possibile avere un flusso di potenza sfruttabile per andare a caricare il sistema evitando il prelievo di energia dalla rete, energia che se attinta dalla rete, logicamente deve essere pagata.

Inoltre, sarebbe interessante confrontare economicamente i due sistemi in un periodo pari alla durata di vita del sistema al Vanadio, 20 anni.

Critiche:

I punti deboli di questi risultati sono da ricercare nella superficiale trattazione del PCS e del trasformatore, si è tenuto conto solo del loro rendimento, inoltre l'accoppiamento in parallelo del PCS andrebbe studiato nel dettaglio. Entrambe le modellizzazioni delle celle Litio e Vanadio sono elementari, scelta dettata dalla volontà di mantenere il tempo di computazione breve, si potrebbe fare ricorso ad un modello termodinamico per la cella al Litio mentre per il Vanadio un modello integrato con la fluidodinamica per capire se è possibile gestire pompe in modo ottimizzato e quindi richiedere meno potenza al sistema.

BIBLIOGRAFIA

- [1] European Commission, “*HORIZON 2020*” [Online]. <https://ec.europa.eu/programmes/horizon2020> [Accessed: 15-Gen-2018]
- [2] Unione Europea, Direzione generale della Ricerca e dell'innovazione, “*HORIZON 2020 in breve, Il programma quadro dell'UE per la ricerca e l'innovazione*” [Online]: https://ec.europa.eu/programmes/horizon2020/sites/horizon2020/files/H2020_IT_KI0213413ITN.pdf [Accessed: 15-Gen-2018]
- [3] M. Huber, D. Dimkova, and T. Hamacher, “*Integration of wind and solar power in Europe: Assessment of flexibility requirements*,” *Energy*, vol. 69, pp. 236–246, May 2014.
- [4] H. Kondziella and T. Bruckner, “*Flexibility requirements of renewable energy based electricity systems – a review of research results and methodologies*,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 53, pp. 10–22, Jan. 2015.
- [5] P. D. Lund, J. Lindgren, J. Mikkola, and J. Salpakari, “*Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity*,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 45, pp. 785–807, 2015.
- [6] C. Rahmann, V. Vittal, J. Ascui, and J. Haas, “*Mitigation Control Against Partial Shading Effects in Large-Scale PV Power Plants*,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 173–180, Jan. 2016.
- [7] G. Pamparana, W. Kracht, J. Haas, G. Díaz-Ferrán, R. Palma-Behnke, and R. Román, “*Integrating photovoltaic solar energy and a battery energy storage system to operate a semi-autogenous grinding mill*,” *J. Clean. Prod.*, vol. 165, pp. 273–280, Nov. 2017.
- [8] Eurostat, “*Share of energy from renewable sources*”, 2016. [Online]. Available: http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_ind_335a&lang=en [Accessed: 15-Gen-2018].
- [9] U.S. Energy Information Administration, “*What is U.S. electricity generation by energy source*,” 2016. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=427&t=3>. [Accessed: 15-Jan-2018].
- [10] European Commission, “*EU Reference Scenario 2016*,” Brussels, 2014.
- [11] U.S. Energy Information Administration, “*Annual Energy Outlook 2017*,” 2017.
- [12] German Ministry for Economy and Energy, “*Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende*,” Berlin, 2016.
- [13] Cebulla F, Haas J, Eichman J, Nowak W, Mancarella P, “*How much electrical energy storage do we need? A synthesis for the U.S., Europe, and Germany*”, *Journal of Cleaner Production* (2018).
- [14] R. Östergård, Flywheel “*energy storage: a conceptual study Master*”, Master degree in Electrical, Uppsala University, 2011 ISSN: 1650-8300.
- [15] Online: https://www.energystorageexchange.org/projects/data_visualization (visualizzato il 17/10/2017)
- [16] W. He, X. Luo, D. Evans, J. Busby, S. Garvey, D. Parkes, J. Wang, “*Exergy storage of compressed air in cavern and cavern volume estimation of the large-scale compressed air energy storage system*”, In *Applied Energy*, 2017, ISSN 0306-2619.

- [17] O.Palizaban, K.Kauhaniemi, “Energy storage system in modern grids – Matrix of technologies and application”, in Journal of Energy Storage, Volume 6, 2016, Pages 248-259, ISSN 2352-152X
- [18] M.Beaudin, H. Zareipour, A. Schellenberglobe, W. Rosehart, “Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review”, In Energy for Sustainable Development, Volume 14, Issue 4, 2010, Pages 302-314, ISSN 0973-0826.
- [19] N.Kularatna, “1 - Energy storage devices—a general overview” , In Energy Storage Devices for Electronic Systems, Academic Press, 2015, Pages 1-28, ISBN 9780124079472
- [20] M. Momirlan, T.N. Veziroglu “The properties of hydrogen as fuel tomorrow in sustainable energy system for a cleaner planet”, Int J Hydrogen Energy, 30 (7) (2005), pp. 795-802.
- [21] M.Elsisi, M.Soliman, M.A.S.Aboelela, W.Mansour, “Optimal design of model predictive control with superconducting magnetic energy storage for load frequency control of nonlinear hydrothermal power system using bat inspired algorithm”, In Journal of Energy Storage, Volume 12, 2017, Pages 311-318, ISSN 2352-152X.
- [22] P. Tixador, “Superconducting magnetic energy storage (SMES) systems”, In Woodhead Publishing Series in Energy, edited by Ziad Melhem, Woodhead Publishing, 2013, Pages 442-477, Electricity Transmission, Distribution and Storage Systems, ISBN 9781845697846
- [23] S. Licht, “FUELS – HYDROGEN PRODUCTION | Photothermally and Thermally-Assisted Photovoltaic”, In Encyclopedia of Electrochemical Power Sources, edited by Jürgen Garche,, Elsevier, Amsterdam, 2009, Pages 350-368, ISBN 9780444527455.
- [23] N. Watrin, B. Blunier, and A. Miraoui, “Review of adaptive systems for lithium batteries state-of-charge and state-of-health estimation” in Proceedings of IEEE Transportation Electrification Conference and Expo, pp. 1–6, Dearborn, Mich, USA, June 2012.
- [24] V. Prajapati, H. Hess, E. J. William et al., “A literature review of state of-charge estimation techniques applicable to lithium poly-carbon monofluoride (Li/CFx) battery” in Proceedings of the India International Conference on Power Electronics (IICPE '10), pp. 1–8, New Delhi, India, January 2011.
- [25] J. Chiasson and B. Vairamohan, “Estimating the state of charge of a battery” IEEE Transactions on Control Systems Technology, vol. 13, no. 3, pp. 465–470, 2005.
- [26] S. Sato and A. Kawamura, “A new estimation method of state of charge using terminal voltage and internal resistance for lead acid battery” in Proceedings of the Power Conversion Conference, pp. 565–570, Osaka, Japan, April 2002.
- [27] S. Rodrigues, N. Munichandraiah, and A. K. Shukla, “A review of state-of-charge indication of batteries by means of A.C. impedance measurements” Journal of Power Sources, vol. 87, no. 1-2, pp. 12–20, 2000.
- [28] R. Li, J. F. Wu, H. Y. Wang, and G. C. Li, “Prediction of state of charge of lithium-ion rechargeable battery with electrochemical impedance spectroscopy theory”, in Proceedings of the 5th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA '10), pp. 684–688, Taichung, Taiwan, June 2010.
- [29] K. S. Ng, C. S. Moo, Y. P. Chen, and Y. C. Hsieh, “Enhanced Coulomb counting method for estimating state-of-charge and state-of-health of lithium-ion batteries,” Applied Energy, vol. 86, no. 9, pp. 1506–1511, 2009.
- [30] O. Linda, E. J. William, M. Huff et al., “Intelligent neural network implementation for SOCI development of Li/CFx batteries”, in Proceedings of the 2nd International

- Symposium on Resilient Control Systems (ISRCS '09), pp. 57–62, Idaho Falls, Idaho, USA, August 2009.
- [31] H. Guo, J. Jiang, and Z. Wang, “*Estimating the state of charge for Ni-MH battery in HEV by RBF neural network*”, in Proceedings of the International Workshop on Intelligent Systems and Applications (ISA '09), pp. 1–4, Wuhan, China, May 2009.
- [32] T. Hansen and C. J. Wang, “*Support vector based battery state of charge estimator*”, Journal of Power Sources, vol. 141, no. 2, pp. 351–358, 2005.
- [33] A. J. Salkind, C. Fennie, P. Singh, T. Atwater, and D. E. Reisner, “*Determination of state-of-charge and state-of-health of batteries by fuzzy logic methodology*”, Journal of Power Sources, vol. 80, no. 1-2, pp. 293–300, 1999.
- [34] L. Xu, J. P. Wang, and Q. S. Chen, “*Kalman filtering state of charge estimation for battery management system based on a stochastic fuzzy neural network battery model*” Energy Conversion and Management, vol. 53, no. 1, pp. 33–39, 2012.
- [35] V. Pop, H. J. Bergveld, P. H. L. Notten, J. H. G. Op het Veld, and P. P. L. Regtien, “*Accuracy analysis of the state-of-charge and remaining run-time determination for lithium-ion batteries*”, Measurement, vol. 42, no. 8, pp. 1131–1138, 2009.
- [36] J. Wang, B. Cao, Q. Chen, and F. Wang, “*Combined state of charge estimator for electric vehicle battery pack*”, Control Engineering Practice, vol. 15, no. 12, pp. 1569–1576, 2007.
- [37] J. Kim and B. H. Cho, “*State-of-charge estimation and state-of-health prediction of a Li-ion degraded battery based on an EKF combined with a per-unit system*”, IEEE Transactions on Vehicular Technology, vol. 60, no. 9, pp. 4249–4260, 2011.
- [38] S. Ould Amrouche, D. Rekioua, T. Rekioua, S. Bacha, “*Overview of energy storage in renewable energy systems*”, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 41, Issue 45, 2016, Pages 20914-20927, ISSN 0360-3199,
- [39] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, J. Clarke, “*Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation*”, Applied Energy, Volume 137, 2015, Pages 511-536, ISSN 0306-2619,
- [40] Pavlos Nikolaidis, Andreas Poullikkas, “*Cost metrics of electrical energy storage technologies in potential power system operations*”, Sustainable Energy Technologies and Assessments, Volume 25, 2018, Pages 43-59, ISSN 2213-1388.
- [41] J.H. Chang, F.P. Dawson, K.K. Lian, “*A first principles approach to develop a dynamic model of electrochemical capacitors*”, IEEE Trans. on Power Electr., vol.26, n.12, 2011
- [42] Ecofys. “*Energy Storage Opportunities and Challenges Energy Storage Opportunities and Challenges*”, 2014.
- [43] F. Rahman, S. Rehman, M.A. Abdul-Majeed “*Overview of energy storage systems for storing electricity from renewable energy sources in Saudi Arabia*” Renew Sustain Energy Rev, 16 (1) (2012), pp. 274-283
- [44] Oberhofer A, “*Energy Storage Technologies & Their Role in Renewable Integration*”, 2012. p. 1–42. no. July.
- [45] T. Brijs, F. Geth, S. Siddiqui, B. F. Hobbs, R. Belmans, “*Price-based unit commitment electricity storage arbitrage with piecewise linear price-effects*”, Journal of Energy Storage, Volume 7, 2016, Pages 52-62, ISSN 2352-152X.
- [46] R Benato, F. Palone, M. Rebolin, G. Bruno, R. Polito, “*Large-Scale Electrochemical Energy Storage in High Voltage Grids: Overview of the Italian Experience*” Energies. 10. 108, 2017 doi:10.3390/en10010108.
- [47] A. Lorestani, M.M. Ardehali, “*Optimal integration of renewable energy sources for autonomous tri-generation combined cooling, heating and power system based on evolutionary particle swarm optimization algorithm*”, Energy, Volume 145, 2018, Pages 839-855, ISSN 0360-5442.

- [48] Oluwamayowa O. Amusat, Paul R. Shearing, Eric S. Fraga, "Optimal integrated energy systems design incorporating variable renewable energy sources", Computers & Chemical Engineering, Volume 95, 2016, Pages 21-37, ISSN 0098-1354,
- [49] Codice di rete Terna - Allegato A15 - PARTECIPAZIONE ALLA REGOLAZIONE DI FREQUENZA E FREQUENZA-POTENZA.
- [50] Maintenance of power balance. Online: <https://www.fingrid.fi/en/grid/electricity-system-of-finland/maintenance-of-power-balance/> [Accessed: 20/02/2018].
- [51] Regelenergie – Downloadbereich. Online: <http://www.50hertz.com/de/Maerkte/Regelenergie/Regelenergie-Downloadbereich> [Accessed: 20/02/2018].
- [52] ENTSO-E, "Continental Europe Operation Handbook: Policy 1: Load Frequency Control", 2009. [Online]. Online <https://www.entsoe.eu/resources/publications/system-operations/operation-handbook>. [Accessed 20 02 2018].
- [53] Antonio Paolucci, "Lezioni di Trasmissione dell'energia elettrica", Ed. Cleup, 1998
- [54] Z. Martini, "Regolazione primaria e secondaria", ElectroYou [Online]: http://www.electroyou.it/vis_resource.php?section=Lezio&id=167 [Accessed: 20/02/2018]
- [55] Z. Martini, "Frequenza e potenza", ElectroYou [Online]: http://www.electroyou.it/vis_resource.php?section=Lezio&id=161 [Accessed: 20/02/2018]
- [53] R. Hollinger, L. M. Diazgranados, C. Wittwer, B. Engel, "Optimal Provision of Primary Frequency Control with Battery Systems by Exploiting All Degrees of Freedom within Regulation", Energy Procedia, Volume 99, 2016, Pages 204-214, ISSN 1876-6102.
- [54] FINGRID, "Frequency Containment Reserves", Online: https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/reserves_and_balancing/frequency-containment-reserves/#technical-requirements. [Accessed 20 02 2018].
- [55] B. H. M.R. Jongerden, "Battery Modeling", Technical Report TR-CTIT-08-01, Centre for Telematics and Information Technology, University of Twente, 2008.
- [56] F. Moro, A. Trovò, S. Bortolin, D. Del Col, M. Guarnieri, "An alternative low-loss stack topology for vanadium redox flow battery: Comparative assessment", Journal of Power Sources, Volume 340, 2017, Pages 229-241, ISSN 0378-7753.
- [57] M. Guarnieri, P. Mattavelli, G. Petrone, and G. Spagnuolo, "Vanadium redox flow batteries: Potentials and challenges of an emerging storage technology," IEEE Industrial Electronics Magazine, vol. 10, no. 4, pp. 20– 31, 2016.
- [58] F. Moro, A. Bertuccio, V. Fiorenzato, M. Giomo, M. Guarnieri, "Multiphysics Finite-Element Modelling of an All-Vanadium Redox Flow Battery for Stationary Energy Storage", Proceedings of the 6th International Conference on Coupled Problems in Science and Engineering – COUPLED PROBLEMS 2015 (2015), 416-427.
- [59] Al-Fetlawi H, Shah A, Walsh F. "Non-isothermal modelling of the all-vanadium redox flow battery". Electrochim Acta 2009;55:78–89.
- [60] Xiong B, Zhao J, Tseng K, Skyllas-Kazacos M, Lim TM, Zhang Y. "Thermal hydraulic behavior and efficiency analysis of an all-vanadium redox flow battery". J Power Sources 2013;242:314–24.
- [61] Ma X, Zhang H, Sun C, Zou Y, Zhang T. "An optimal strategy of electrolyte flow rate for vanadium redox flow battery". J Power Sources 2012;203:153–8.
- [62] T. Wang, J. Fu, M. Zheng, Z. Yu, "Dynamic control strategy for the electrolyte flow rate of vanadium redox flow batteries", Applied Energy, 2017, ISSN 0306-2619.
- [63] Giovanni Viganò, "MODELLAZIONE ELETTRICA E TERMICA DI UNA BATTERIA AGLI IONI DI LITIO CON STIMATORE DELLO STATO DI CARICA" tesi magistrale ingegneria elettrica POLIMI, 2013-2014.
- [64] S. L. R. A. D. Lijun Gao, "Dynamic Lithium-Ion Battery Model for System Simulation," IEEE Transactions On Components And Packaging Technologies, vol. 25, no. 3, pp. 495-505, 2002.
- [65] Online: https://en.wikipedia.org/wiki/Lithium_battery (visualizzato il 10/03/2018)
- [66] Multiphysics Finite-Element Modelling of an All-Vanadium Redox Flow Battery For Stationary Energy Storage. F. Moro, A. Bertuccio, V. Fiorenzato, M. Giomo e M. Guarnieri. s.l. : Università degli Studi di Padova, 2015.

APPENDICE

```
tic
% BATTERY cella
S_0=50;
alpha=0.07/(60*60*24*30); %autoscarica mensile, riportata ad un valore di secondi
C= 31.5; %[Ah]
%effetto invecchiamento
Retention_C_X=[0 15 30 60 90 120 300]; %Days
Retention_C_Y=[1 0.985 0.97 0.971 0.969 0.965 0.92]; %riduzioni percentuali
% [%] round trip efficiency sqrt(rte)
% per i rendimenti di carica e scarica =0.9884
%RTE=0.977;
%Resistenza interna in funzione del SOC
Ri_X=[1 5 10 15 20 30 100]; %SOC
Ri_Y=[10 2.8 1.8 1.4 1.2 1 1]*2; %milli-hom
%Tensione OCV in funzione del soc
X_SOC=[0 1.97 4.39 8.2 16.39 24.59 32.79 40.98 49.18 57.38 65.57 73.77 81.97 90.16 93.77 97.38
98.69 100];
Y_SOC_V=[3.175 3.335 3.42 3.47 3.515 3.57 3.605 3.635 3.675 3.715 3.77 3.845 3.915 4.01 4.075
4.13 4.15 4.175]; %
n_c=28*2;
n_m=14;
n_s=12;
% TRANSFORMER
%Pnom Perdite a vuoto e in cortocircuito del trasformatore in kW
An_T=1600; %P nominal
P0_T=1.28103; % P open circuit
Pcc_T=6.31019; % P short circuit
%INVERTER
Pendenza_max_inv=150E3/60; %kW %impostaabile tra 0.1 e 160 MW
limiteInv=520; %kW
X_inv=[0 32.5 65 97.5 130 211.25 325 455 650]; %Potenza inverter [kW]
Y_inv=[570 725 850]; %Tensione ingresso Inverter
% rendimento inv carica
%Vmin
Z_invC(:,1)= [0 0.847 0.903 0.939 0.95 0.9592 0.965 0.9643 0.962];
%Vnom
Z_invC(:,2)=[0 0.905 0.94 0.9538 0.959 0.9653 0.969 0.9686 0.967];
%Vmax
Z_invC(:,3)=[0 0.889 0.931 0.9471 0.959 0.9655 0.968 0.9699 0.965];
% rendimento inverter discharge
%Vmin
Z_invD(:,1)= [0 0.899 0.93 0.9463 0.953 0.9615 0.967 0.9675 0.966];
%Vnom
Z_invD(:,2)=[0 0.914 0.943 0.9568 0.962 0.9683 0.972 0.9723 0.971];
%Vmax
Z_invD(:,3)= [0 0.901 0.937 0.9453 0.958 0.9615 0.969 0.9676 0.968];
```

```

%creo matrice per rendimento inv
n=100;
xq=linspace(0 ,650,n);
yq=linspace(588,823,n);
[Xq,Yq]=meshgrid (xq,yq);
Z_inverterC=interp2(X_inv,Y_inv,Z_invC',Xq, Yq);
Z_inverterD=interp2(X_inv,Y_inv,Z_invD',Xq, Yq);
%Xq,Yq]=meshgrid (xq,yq)
x=yq';
r= repmat(x,n,1)';
A=r(:);
x=xq';
B=kron(x, ones(n,1));
XY=[A B];
Z_I_C_colon=Z_inverterC(:);
Z_I_D_colon=Z_inverterD(:);
FinvC = scatteredInterpolant(XY,Z_I_C_colon);
FinvD = scatteredInterpolant(XY,Z_I_D_colon);
invSB=2.5; %kW
Ausiliari=12; %kW
clearvars A B xq yq Z_I_C_colon Z_I_D_colon n x Z_invC Z_invD r Xq Yq XY X_inv Y_inv
%Regolazione 1°
DB=20e-3;
Frif=50;
thershoold=20e-3;
Pn=1000; %[Kw]
stat=0.004; % [-] o 0.4%
%intervallo considerato
ii=60*60*24*300; t=1:ii;
% preallocaimento
P1out=zeros(ii,1);
for i=1:ii
    if abs(F_Fd2(i)-50)<=DB
        REGa=false;
    else
        REGa=true;
    end
    if abs(F_Fd2(i)-50)>=thershoold && i~=1 && P1out(i-1)~=0
        REGb=true;
    else
        REGb=false;
    end
    if REGa==true || REGb==true
        P1out(i)=(Frif-F_Fd2(i))*Pn/(Frif*stat);
        if abs(P1out(i))>Pn
            P1out(i)=sign(P1out(i))*Pn;
        end
    else
        P1out(i)=0;
    end
end
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%preallocaimento%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%eta_T=zeros(ii,1);
ax=zeros(ii,1);
Pin_Inv_A=zeros(ii,1);
Pin_Inv_B=zeros(ii,1);

```

```

EtalnvD_A=zeros(ii,1);
EtalnvD_B=zeros(ii,1);
EtalnvD=zeros(ii,1);
EtalnvC_A=zeros(ii,1);
EtalnvC_B=zeros(ii,1);
EtalnvC=zeros(ii,1);
Ptraf0=zeros(ii,1);
Pinv=zeros(ii,1);
Pess_Batteria=zeros(ii,1);
standby_inv=zeros(ii,1);
%deltaP_Inv=zeros(ii,1);
%time_delay=zeros(ii,1);
V_batOCV=zeros(ii,1);
V_cella=zeros(ii,1);
I_BAT=zeros(ii,1);
S=zeros(ii,1);
stop_S=zeros(ii,1);
P_stop_S=zeros(ii,1);
S(1)=S_0;
V_batOCV(1)=interp1(X_SOC,Y_SOC_V,S_0);

for i=2:ii
eta_T=((abs(P1out(i)))/(abs(P1out(i))+P0_T+((abs(P1out(i))./An_T).^2).*Pcc_T));
if (P1out(i)+P_stop_S(i))>0 %scarica flusso di potenza positivo
%   if S(i-1)>=10
Ptraf0(i)=P1out(i)/eta_T;
%dovrei inserire qualcosa che mi faccia invertire gli inverter %x potenza, y tensione ingresso inv. !!!!!
if Ptraf0(i)<=limitInv
Pin_Inv_A(i)=Ptraf0(i);
Pin_Inv_B(i)=0;
EtalnvD_A(i)=FinvD(round(V_cella(i-1)*n_c/4*n_m),round(Pin_Inv_A(i))); %in-
terp2(X_i,Y_i,Z_invD',Pin_Inv_A(i),V_batOCV(i));
EtalnvD_B(i)=0;
EtalnvD(i)=EtalnvD_A(i);
elseif Ptraf0(i)>limitInv && Ptraf0(i)<2*limitInv
Pin_Inv_A(i)=limitInv;
EtalnvD_A(i)= FinvD(round(V_cella(i-1)*n_c/4*n_m),limitInv); %in-
terp2(X_i,Y_i,Z_invD',limitInv,V_batOCV(i));
Pin_Inv_B(i)=Ptraf0(i)-limitInv;
EtalnvD_B(i)= FinvD(round(V_cella(i-1)*n_c/4*n_m),round(Pin_Inv_B(i))); %in-
terp2(X_i,Y_i,Z_invD',Pin_Inv_B(i),V_batOCV(i));

EtalnvD(i)=(EtalnvD_A(i)*Pin_Inv_A(i)+EtalnvD_B(i)*Pin_Inv_B(i))/(Pin_Inv_B(i)+Pin_Inv_A(i));
elseif Ptraf0(i)>2*limitInv
Pin_Inv_A(i)=Ptraf0(i)/2;
Pin_Inv_B(i)=Pin_Inv_A(i);
EtalnvD_A(i)= FinvD(round(V_cella(i-1)*n_c/4*n_m),round(Pin_Inv_A(i))); %in-
terp2(X_i,Y_i,Z_invD',Ptraf0(i)/2,V_batOCV(i));
EtalnvD_B(i)=EtalnvD_A(i);
EtalnvD(i)=EtalnvD_A(i);
end

%EtalnvD(i)=(EtalnvD_A(i)*Pin_Inv_A(i)+EtalnvD_B(i)*Pin_Inv_B(i))/(Pin_Inv_B(i)+Pin_Inv_A(i));
Pinv(i)=Ptraf0(i)/EtalnvD(i)+Ausiliari;
Pess_Batteria(i)=Pinv(i)/0.9884; %rendimento di scarica
standby_inv(i)=false;

```

```

elseif P1out(i)+P_stop_S(i)<0 %carica flusso di potenza negativo
    %if S(i-1)<90
        Ptraf(i)=P1out(i)*eta_T;
        if abs(Ptraf(i))<=limitelInv
            Pin_Inv_A(i)=Ptraf(i);
            Pin_Inv_B(i)=0;
            EtaInvC_A(i)=FinvC(round(V_cella(i-1)*n_c/4*n_m),round(abs(Pin_Inv_A(i))));
            EtaInvC_B(i)=0;
            EtaInvC(i)=EtaInvC_A(i);
        elseif abs(Ptraf(i))>limitelInv && abs(Ptraf(i))<2*limitelInv
            Pin_Inv_A(i)=-limitelInv;
            EtaInvC_A(i)= FinvC(round(V_cella(i-1)*n_c/4*n_m),round(abs(Pin_Inv_A(i))));
%interp2(X_i,Y_i,Z_invC',limitelInv,V_batOCV(i));
            Pin_Inv_B(i)=Ptraf(i)+limitelInv;
            EtaInvC_B(i)= FinvC(round(V_cella(i-1)*n_c/4*n_m),round(abs(Pin_Inv_B(i))));

EtaInvC(i)=(EtaInvC_A(i)*abs(Pin_Inv_A(i))+EtaInvC_B(i)*abs(Pin_Inv_B(i)))/(abs(Pin_Inv_B(i))+abs(Pi
n_Inv_A(i)));
        elseif abs(Ptraf(i))>2*limitelInv
            Pin_Inv_A(i)=Ptraf(i)/2;
            Pin_Inv_B(i)=Pin_Inv_A(i);
            EtaInvC_A(i)= FinvC(round(V_cella(i-1)*n_c/4*n_m),round(abs(Pin_Inv_A(i))));
            EtaInvC_B(i)=EtaInvC_A(i);
            EtaInvC(i)=EtaInvC_A(i);
        end
        Pinv(i)=Ptraf(i)*EtaInvC(i)+Ausiliari;
        Pess_Batteria(i)=Pinv(i)*0.9884;
        standby_inv(i)=false;
    elseif P1out(i)+P_stop_S(i)==0
        Pinv(i)=Ausiliari+invSB;
        Pess_Batteria(i)=Pinv(i)/0.9844; % [kW]
        standby_inv(i)=true;
    end
%legame Soc-Vbatteria & RintBat
V_batOCV(i)=interp1(X_SOC,Y_SOC_V,S_0);
Rint=interp1(Ri_X,Ri_Y,S_0);

%invecchiamento
Retention_C=interp1(Retention_C_X,Retention_C_Y,round(i/86400));
C_att=C*Retention_C;
% ax^2 + bx + c=0 RI^2-Vocvl+P=0

%I_BAT(i)=Pess_Batteria(i)*1000/V_batOCV(i);
ax(i)=Rint/1000;
bx=-V_batOCV(i);
cx=Pess_Batteria(i)*1000/(n_c*n_m*n_s);
p=[ax(i) bx cx];
r=roots(p);
%r(sign(cx)~=sign(r))=[];
%r(max(abs(r)-abs(bx/cx)))=[];
I_B_rif=bx/cx;
if r(1)-I_B_rif<r(2)
I_BAT(i)=sign(cx)*norm(r(1));
else
I_BAT(i)=sign(cx)*norm(r(2));
end
end

```

```

V_cella(i)=V_batOCV(i)-ax(i)*I_BAT(i);

S(i)=(1-alpha)*S_0-(I_BAT(i)/(C_att*3600))*100;
S_0=S(i);

%strategia di ricarica,passiva
if S_0<18 && P1out(i+1)>0
    stop_S(i+1)=-1;
    P_stop_S(i+1)=-P1out(i+1);
elseif S_0<18.5 && stop_S(i)==-1 && P1out(i+1)>0
    P_stop_S(i+1)=-P1out(i+1);
end
if S_0>90 && P1out(i+1)<0
    stop_S(i+1)=1;
    P_stop_S(i+1)=-P1out(i+1);
elseif S_0>89.5 && stop_S(i)==1 && P1out(i+1)<0
    P_stop_S(i+1)=-P1out(i+1);
end
end
end
toc

```