



UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA
DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE
Corso di Laurea in Ingegneria Energetica

Tesi di Laurea

I SISTEMI DI ACCUMULO DI ENERGIA ELETTRICA: MODELLAZIONE DELL'ESERCIZIO
ANNUO DI UN IMPIANTO CAES E RELATIVA ANALISI ECONOMICA

RELATRICE: PROF.SSA ANNA STOPPATO

CORRELATORE: ING. NICOLA DESTRO

LAUREANDO: FERRETTO FEDERICO

Anno Accademico 2013/2014

INDICE

Indice delle figure.....	5
RINGRAZIAMENTI	7
SOMMARIO	8
Capitolo 1 PROSPETTIVE E BENEFICI DI UN SISTEMA DI ACCUMULO DI ENERGIA ELETTRICA	10
1.1 Introduzione.....	10
1.2 Servizi alla rete elettrica	12
1.2.1 Time-shift e peak shaving.....	12
1.2.2 Integrazione fonti rinnovabili non programmabili.....	13
1.2.3 Capacità rifornimento rete	15
1.2.4 Regolazione primaria, secondaria e terziaria.....	16
1.2.4 Black Start	19
1.2.5 Supporto di tensione	20
1.2.6 Gestione delle congestioni e differimento capitale.....	20
1.2.7 Power quality e il problema dell'instabilità angolare	22
1.2.8 Affidabilità del servizio	23
1.2.9 Home Energy Management	24
Capitolo 2 CLASSIFICAZIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO IN BASE ALLE PRESTAZIONI	25
2.1 Confronto fra le varie tecnologie di accumulo di energia elettrica.....	25
Capitolo 3 GLI IMPIANTI DI POMPAGGIO IDROELETTRICO	29
3.1 Introduzione.....	29
3.2 L'Italia entro il panorama globale	30
3.3 Valutazioni economiche	32
Capitolo 4 IMPIANTI DI ACCUMULO AD ARIA COMPRESSA (CAES)	34
4.1 Introduzione.....	34
4.2 Descrizione della tecnologia.....	35
4.3 Valutazioni economiche	35
Capitolo 5 I VOLANI.....	38
5.1 Introduzione.....	38
5.2 Descrizione della tecnologia.....	38
5.3 Componenti e analisi della struttura	40
5.3 Performance e limitazioni di esercizio	45
5.4 Valutazioni economiche	47
Capitolo 6 LE BATTERIE ELETTROCHIMICHE.....	49

6.1 Introduzione.....	49
6.2 Variabili caratteristiche.....	51
6.3 Accumulatori al Piombo.....	54
6.4 Accumulatori al Nickel - Idruri metallici	57
6.5 Accumulatori al Litio	59
6.6 Accumulatori Sodio-Cloruro di Nichel (ZEBRA).....	64
6.7 Accumulatori Sodio-Zolfo.....	66
6.8 Accumulatori Redox a circolazioni di elettrolita al Vanadio (VRB).....	69
6.9 Confronto tra i diversi tipi di accumulatori elettrochimici	72
Capitolo 7 SUPERCONDENSATORI.....	74
7.1 Introduzione.....	74
7.2 Descrizione della tecnologia.....	74
7.3 Applicazioni	76
Capitolo 8 LE TECNOLOGIE DI ACCUMULO DI ENERGIA ELETTRICA EMERGENTI.....	78
Capitolo 9 DESCRIZIONE TECNICA DI UN IMPIANTO CAES	80
9.1 Introduzione.....	80
9.2 Impianti esistenti	80
9.4 Configurazioni attuali e future.....	84
9.5 Tipologie di serbatoio di accumulo	88
Capitolo 10 I MODELLI MATEMATICI UTILIZZATI NELLA SIMULAZIONE DELL'ESERCIZIO DI UN IMPIANTO CAES.....	90
10.1 Perché la scelta di un impianto CAES?	90
10.2 Modalità di simulazione	90
10.3 Modello del sistema compressore -valvola - serbatoio.....	91
10.4 Modello del compressore e delle proprie curve caratteristiche	96
10.5 Modello degli scambiatori di calore a fascio tubiero.....	100
10.6 Modello del recuperatore di calore.....	102
10.7 Modello del sistema camera di combustione – turbina a gas	104
Capitolo 11 ANALISI DEGLI SCENARI DI SIMULAZIONE	107
11.1 Introduzione.....	107
11.2 Il primo scenario.....	108
11.3 Il secondo scenario	111
Capitolo 12 I RISULTATI DELLA SIMULAZIONE	116
12.1 Il primo scenario di simulazione	116
12.2 Il secondo scenario di simulazione.....	125
Capitolo 13 ANALISI ECONOMICA	131
13.1 Introduzione.....	131

13.2 Le ipotesi dell'analisi	132
13.3 Analisi del primo scenario di simulazione.....	132
13.4 Analisi del secondo scenario di simulazione	134
13.5 Analisi di sensibilità	137
Capitolo 14 CONCLUSIONI	139
14.1 Le conclusioni delle simulazioni	139
BIBLIOGRAFIA.....	140

Indice delle figure

Figura 1 Andamento medio dei prezzi dell'energia in Italia	12
Figura 2 Panoramica di un parco eolico.....	13
Figura 3 Strategia di gestione del sistema integrato accumulo-eolico.....	14
Figura 4 Strategia di gestione per il rifornimento alla rete	15
Figura 5 Tempi di intervento delle regolazione di frequenza	16
Figura 6 Tipico esempio delle fluttuazioni di frequenza che interessano un'unita di generazione elettrica e la relativa risposta di un sistema di accumulo	19
Figura 7 Esempio del servizio Black Start	19
Figura 8 Supporto di tensione di un sistema di accumulo	20
Figura 9 Accumulo per risolvere la congestione delle reti	22
Figura 10 Livellamento di una fluttuazione di tensione grazie all'intervento di un sistema di accumulo	23
Figura 11 Gestione di un sistema di accumulo	24
Figura 12 Confronto in termini di potenza/tempo di scarica tra le diverse tecnologie di accumulo.....	25
Figura 13 Applicazioni dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico.....	26
Figura 14 Diagramma di Ragone per alcuni tipi di accumulatori.....	27
Figura 15 Comparazione dei sistemi di accumulo per le applicazioni standard.....	28
Figura 16 La punta della freccia a sinistra indica lo stato corrente della tecnologia, mentre la punta della freccia a destra indica lo sviluppo atteso per il 2030.	28
Figura 17 Schema semplificato dell'esercizio di un impianto di pompaggio idraulico	29
Figura 18 Impianto di pompaggio marino a Okinawa	31
Figura 19 VAR VS Costi di installazione	32
Figura 20 LCOE ¹ per vari sistemi di pompaggio idroelettrico	32
Figura 21 Costo per kW per anno di vari sistemi di pompaggio idroelettrico.....	33
Figura 22 Schema semplificato di un sistema CAES con stoccaggio in caverna.....	34
Figura 23 Esempio dei parametri economici inerenti a vari impianti CAES.....	36
Figura 24 Indicatori economici per vari impianti CAES	37
Figura 26 Profili delle dimensioni di vari volani atti all'accumulo energetico	40
Figura 25 I componenti della struttura di un volano	40
Figura 28 Batteria a volano che utilizza un SMB di tipo 'assiale'.....	42
Figura 29 Batteria a volano che utilizza un SMB di tipo 'radiale'.....	43
Figura 30 Schema a blocchi dell'elettronica di potenza.....	44
Figura 31 Involucro esterno di un abatteria a volano.....	45
Figura 32 Veduta dell'impianto di Stepentown, New York.	47
Figura 33 Indicatori economici per una batteria a volano	48
Figura 34 Caratteristiche tecniche di varie batterie elettrochimiche.....	50
Figura 35 Il potenziale ruolo delle batterie elettrochimiche entro i vari livelli della rete.....	51
Figura 39 Schema di funzionamento di una batteria al Piombo	54
Figura 44 Principio di funzionamento delle batterie agli ioni di litio	60
Figura 45 Tipici valori di targa degli accumulatori al litio per applicazioni di livellamento del carico	62
Figura 46 Tipici valori di targa degli accumulatori al litio per applicazioni UPS	63
Figura 47 Andamento della potenza generata da una centrale eolica (valore misurato) e delle potenze in uscita al sistema accumulo + eolico (valore calcolato), per tre diverse costanti di stabilizzazione.....	63
Figura 48 Principio di funzionamento di una batteria ZEBRA	65
Figura 49 Curva caratteristica di una batteria Sodio-Zolfo.....	67
Figura 54 Schematizzazione di un condensatore	74

Figura 55 Supercondensatore cilindrico e relativa schematizzazione	75
Figura 56 Veduta panoramica dell'impianto di Huntorf	80
Figura 57 Parametri tecnici nominali dell'impianto di Huntorf	81
Figura 58 Schema semplificato di impianto	82
Figura 59 Numero di accensioni del compressore e della turbina nei vari anni di esercizio	83
Figura 64 Schema semplificato di un impianto CAES adiabatico	87
Figura 65 Schema semplificato di un impianto CAES ibrido	88
Figura 66 Schema semplificato del modello utilizzato	91
Figura 67 Dinamica della teoria dei flussi gassosi attraverso uno strozzamento	91
Figura 68 Schematizzazione semplificata del serbatoio e relativo volume di controllo	92
Figura 69 Modello utilizzato per valutare il fattore di forma del serbatoio	94
Figura 74 Diagramma NTU per scambiatori in controcorrente	100
Figura 75 Schematizzazione di uno scambiatore a tubi e mantello in equicorrente	102
Figura 76 Schema in Simulink che modella il recuperatore di calore	103
Figura 77 Andamento delle temperature di uscita dei fumi e dell'aria all'uscita dello scambiatore di calore	103
Figura 78 Andamento annuo della temperatura dell'aria ambiente	108
Figura 79 Andamento annuo dei prezzi orari dell'energia e relative fasce del prezzo medio	109
Figura 83 Rosa dei venti per l'area in analisi	114
Figura 84 Andamento della temperatura dei fluidi operativi per vari apparati relativi al blocco compressori	116
Figura 85 Andamento del rapporto di compressione del blocco compressori	117
Figura 86 Andamento della portata elaborata dal compressore e della pressione vigente all'interno del serbatoio	117
Figura 87 Andamento della portata massica segnalata dalla valvola e quella elaborata dal compressore	118
Figura 88 Potenza assorbita dal blocco compressori	119
Figura 89 Potenza sviluppata dal blocco turbina e andamento della portata di combustibile immesso	119
Figura 94 Volume d'aria immagazzinato all'interno del serbatoio	122
Figura 95 Andamento della pressione e massa dell'aria immagazzinata	123
Figura 96 Andamento delle potenze per il compressore, 87.5 MW _n , e la turbina a gas, 290 MW _n	123
Figura 97 Andamento del sistema integrato CAES-eolico	125
Figura 98 Andamento delle potenze del sistema integrato CAES-eolico	126
Figura 99 Andamento del volume e della densità dell'aria immagazzinata nel serbatoio	126
Figura 104 Massa di aria stoccata e relativa pressione	129
Figura 101 Particolare della modellazione dell'impianto complessivo	142
Figura 102 Particolare della modellazione del blocco compressore	142
Figura 103 Particolare della modellazione del compressore assiale	143
Figura 104 Particolare della modellazione del serbatoio	143
Figura 105 Particolare della modellazione del blocco espansore	144
Figura 106 Particolare della modellazione della valvola a monte del serbatoio	144

RINGRAZIAMENTI

Ringrazio innanzitutto la mia famiglia.

Mio papà per il sostegno morale ed economico apportato e perché so che c'è e ci sarà sempre.

Mia sorella perché è una figura unica ed inimitabile nella mia vita.

Desidero ringraziare la professoressa Stoppato per la disponibilità e cordialità dimostratemi, e per tutto l'aiuto fornito durante la stesura.

Gli amici, grazie a dio non per motivi didattici ma per il sostegno e i momenti di svago passati assieme.

Tutte le persone citate in questa pagina hanno svolto un ruolo fondamentale nella stesura della tesi, ma desidero precisare che ogni errore o imprecisione è imputabile soltanto a me.

*...It's just a ride.
[Rif. Bill Hicks]*

SOMMARIO

La redazione di questo elaborato di tesi è suddivisa in due parti. La prima parte ha lo scopo di evidenziare lo stato dell'arte di alcune tecnologie di accumulo di energia elettrica e come queste possano apportare benefici al sistema elettrico. I sistemi di stoccaggio dell'energia presi in considerazione sono le batterie elettrochimiche, i volani meccanici, i supercondensatori, gli impianti di stoccaggio ad aria compressa e gli impianti di pompaggio. I sistemi di accumulo termico, il vettore energetico idrogeno ed altre forme di accumulo di energia non sono presi in considerazione in tale trattazione.

La seconda parte presenta una modellazione dinamica dell'esercizio annuo di un impianto di accumulo ad aria compressa CAES mediante il software *Simulink*. Accanto all'analisi delle performance termodinamiche dei parametri operativi dell'impianto, viene proposta un'analisi economica di sensibilità per studiare la redditività dell'impianto entro due scenari distinti di simulazione.

Prima parte

Capitolo 1 PROSPETTIVE E BENEFICI DI UN SISTEMA DI ACCUMULO DI ENERGIA ELETTRICA

1.1 Introduzione

I sistemi di accumulo sono considerati una tecnologia indispensabile nell'evoluzione tecnica ed economica dei sistemi di generazione, di distribuzione ed usi finali dell'energia elettrica.

I sistemi elettrici stanno evolvendo verso un più ampio uso di tecnologie digitali (smart grid) che sostengono una crescente integrazione di varie fonti di energia primarie (generazione distribuita o convenzionale), con una crescente quota di fonti di energia rinnovabili non programmabili.

La necessità di garantire un maggiore controllo delle fasi di produzione e distribuzione sta rendendo le tecnologie dell'accumulo sempre più promettenti ed utili per migliorare il rendimento, la gestione, la qualità e ridurre i costi dell'energia elettrica prodotta ed utilizzata.

L'uso di sistemi di accumulo di energia per il supporto e l'ottimizzazione della rete elettrica è un fenomeno ancora limitato nel globo ma che recentemente ha visto uno sviluppo e uno interessamento di alcuni importanti paesi come gli Stati Uniti d'America e alcune nazioni europee suggerendo un promettente futuro per tali tecnologie.

La potenzialità più evidente consiste nel conciliare la variabilità delle fonti energetiche con la variabilità dei carichi. Senza un sistema di accumulo, la generazione di energia elettrica deve essere istantaneamente uguale al proprio consumo. L'immagazzinamento di energia permette di generare l'energia in un intervallo temporale e di poterla usare in un altro.

I mutamenti operativi alla rete elettrica di questi ultimi decenni ed il progresso tecnologico dei sistemi di accumulo di energia elettrica hanno creato un'opportunità preziosa per quest'ultimi per fornire servizi unici all'evoluzione della rete elettrica.

Fino a metà degli anni 80', i sistemi di stoccaggio di energia venivano utilizzati solo per modulare nel tempo i picchi di richiesta di energia elettrica. L'energia prodotta da centrali termoelettriche a basso carico veniva immagazzinata e rilasciata nei momenti di maggior richiesta, sostituendo in tal modo l'entrata in funzione di centrali adatte a coprire le punte di richiesta di energia. Vi era quindi una ottimizzazione della generazione di energia elettrica al variare del carico.

Questa possibilità di stoccare l'energia elettrica nel tempo e di utilizzarla come e dove richiesto si traduce anche in un risparmio in termini economici. Oltre a tale vantaggio si evince come si riduca la necessità di installare impianti atti a coprire le punte di richiesta di energia altrimenti rappresentati da centrali a gas naturale o combustione interna.

Tali benefici giustificano la costruzione sin dagli anni 20' di impianti di pompaggio idroelettrico in tutto il globo. Grazie all'alta densità energetica e facilità di entrata in servizio nonché la maturità di tale tecnologia, il pompaggio idroelettrico per i sistemi di accumulo di energia elettrica rappresenta il 99% della totale potenza installata nel mondo elettrica con circa 127,000 MW. La piccola fetta che ricopre l'1% è rappresentata da batterie e impianti di accumulo ad aria compressa.

Malgrado i vantaggi apportati al sistema elettrico, i sistemi di accumulo di energia installati attualmente nel mondo sono realtà isolate o comunque marginali. Il motivo principale è la mancanza di prezzi competitivi per una penetrazione significativa nel mercato. Questa tendenza è però destinata a cambiare o comunque esser messa in discussione visto i mutamenti nel mercato elettrico e la spinta verso un tipo di approvvigionamento energetico sostenibile ed economicamente vantaggioso.

Dalle ultime ricerche condotte, le varie tecnologie di accumulo energetico possono apportare molteplici benefici alla rete elettrica. I maggiori beneficiari sotto tale aspetto sono molteplici:

- Compagnie incaricate della gestione della rete elettrica
- Enti governativi regolatori del mercato elettrico

- Sistemi operativi indipendenti
- L'utente

I benefici apportati al sistema elettrico interessano tutti i livelli della rete elettrici. Da quello di generazione, trasmissione e distribuzione sino a toccare la singola utenza.

I vantaggi di servizio sono riassunti nella tabella sottostante. Essi riassumono la parte preponderante delle applicazioni dei sistemi di accumulo e sono oggetto di interesse da parte dei soggetti che partecipano al mercato elettrico.

Settore Interessato	SERVIZIO SPECIFICO	
Rete elettrica	1	Time-shift e peak shaving
	2	Integrazione con fonti rinnovabili non programmabili
	3	Capacità rifornimento rete
	4	Regolazione primaria, secondaria e terziaria
T&D	5	Black Start
	6	Supporto di tensione
	7	Gestione delle congestioni
Utenza	8	Gestione fattore di utilizzazione e differimento capitale
	9	Qualità servizio
	10	Affidabilità servizio
	11	Home Energy Management

1.2 Servizi alla rete elettrica

1.2.1 Time-shift e peak shaving

L'utilizzo di un sistema di accumulo secondo una logica di "trasferimento di energia", o *time shift*, consiste nell'acquistare (ed immagazzinare) energia nelle ore a basso prezzo, per poi rivenderla nelle ore in cui i prezzi sono più elevati. E' agevole dimostrare che questo tipo di esercizio è profittevole se il rendimento energetico (round-trip) del sistema di accumulo supera il rapporto fra il prezzo di acquisto e quello di vendita dell'energia.

Le considerazioni riportate in precedenza sono per affermare che, ragionevolmente, se si vuole avere degli impianti di accumulo di energia elettrica dedicati alla rete non eccessivamente penalizzati sul bilancio economico, occorre che siano in grado di avere un'efficienza del ciclo carica- scarica almeno maggiore del 65-70%.

Se si escludono i sistemi di accumulo elettrochimici e quelli elettromagnetici, le tecnologie in grado di esprimere i rendimenti sopra indicati sono: l'accumulo potenziale idrico, in gergo tecnico "sistemi di pompaggio", l'accumulo cinetico nei volani, l'accumulo di gas compressi, più usualmente aria (CAES).

Per ottimizzare il beneficio finanziario viene generalmente utilizzato un algoritmo basato sulla variabilità dei prezzi di acquisto e vendita di energia elettrica e sui parametri operativi del sistema di accumulo quali efficienza e costi di manutenzione associati al periodo di carica e scarica del sistema di stoccaggio. Il tipo di tecnologia più adatta a fornire il servizio viene configurata per rispondere proprio a tali specifiche.

La figura 1 presenta il confronto fra la media dei prezzi dell'energia nelle 4 ore più care e quella nelle 4 ore più economiche di ciascun giorno, nel periodo 2005-2011 in Italia (Fonte RSE). Come si nota chiaramente, negli ultimi anni il rapporto di prezzo *peak/off/peak* è progressivamente sceso, esigendo quindi, ai fini della *profitability* di un accumulo, un rendimento round-trip che nel 2010 e nel 2011 è stato prossimo al 50%. Il motivo della recente riduzione del rapporto di prezzo giorno/notte va ricercato da un lato nella crisi economica, che ha ridotto il carico di punta e quindi il corrispondente prezzo di fascia alta (F1), dall'altro nella massiccia entrata in funzione di impianti fotovoltaici a priorità di dispacciamento, che hanno fatto scendere il carico diurno "contendibile" dei gruppi termoelettrici tradizionali, nonché le ore equivalenti di funzionamento di molte unità *mid-merit*, obbligandole a recuperare i costi di investimento aumentando il prezzo notturno dell'energia. L'anomalia dell'ultimo biennio potrebbe comunque essere riassorbita alla ripartenza del ciclo economico, riportando il rapporto di prezzo giorno/notte ad un più usuale 3:1.

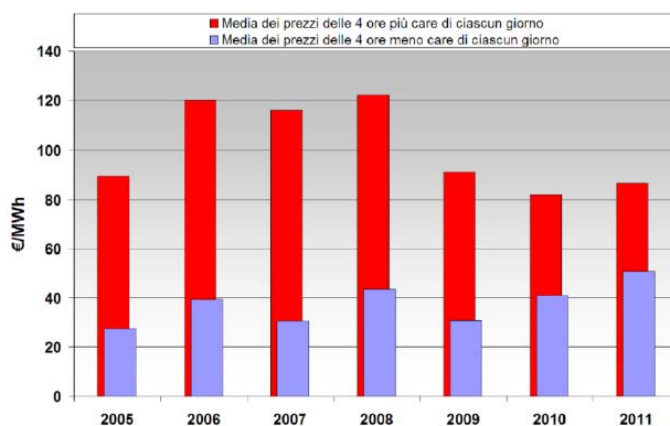


Figura 1 Andamento medio dei prezzi dell'energia in Italia

Oltre ad un aspetto meramente economico, il *time shift* comporta anche una serie di benefici di natura tecnica, ottimizzando in particolare l'esercizio degli impianti termoelettrici. I vantaggi principali sono:

- l'incremento della relativa bassa domanda di energia nelle ore notturne (caratterizzate da prezzi bassi), diminuendo quindi la necessità di ridurre il carico degli impianti termoelettrici o la necessità di un loro spegnimento e del possibile riavvio nelle ore successive. Conseguenze importanti sono l'aumento dell'efficienza e una riduzione degli stress meccanici che caratterizzano la vita utile di un impianto termoelettrico.
- il *peak shaving*, ovvero il livellamento dei picchi della domanda di energia elettrica (nelle fasce orarie caratterizzate da prezzi elevati). Ciò comporta la riduzione dell'esigenza di entrata in servizio di impianti costosi e a volte poco efficienti, atti a coprire le punte di richiesta di energia elettrica. Il relativo vantaggio economico comportato dalla diminuzione o differimento degli investimenti è evidente.

Il *peak shaving* dovuto ai sistemi di accumulo può chiaramente non solo riguardare la rete elettrica nel proprio complesso ma anche realtà più circoscritte. Nell'ambito di micro-reti, il dimensionamento dei sistemi di trasmissione e generazione può essere condotto basandosi sulla potenza media richiesta dal carico, invece che al proprio apice.

1.2.2 Integrazione fonti rinnovabili non programmabili

Il principio del time-shift precedentemente esposto può essere applicato a sistemi di generazione elettrica basata su fonti rinnovabili non programmabili, attenuando in tal modo la loro intrinseca natura intermittente.

L'accumulo di energia può aumentare il valore della generazione da fonte rinnovabile almeno per due motivi principali:

- lo stoccaggio di energia può valorizzare la potenza in uscita dall'impianto in modo tale da poterla utilizzare quando richiesto e non solamente quando è disponibile;
- l'energia elettrica generata può essere monetizzata nei periodi di maggiore introito economico.

Il classico profilo di generazione elettrica da fonte rinnovabile non programmabile potrebbe in tal modo divenire più regolare e prevedibile, riducendo la modulazione degli impianti dispacciabili che, in assenza di accumuli, dovrebbero compensare la variabilità della produzione da fonte rinnovabile. Nel caso di impianti termoelettrici si eviterebbero perdite di efficienza, si ridurrebbero le fasi di *shut-down/start-up*, con possibile mancato avviamento associato e si diminuirebbe la necessità di fronteggiare elevate rampe di carico che, in presenza di una significativa penetrazione di impianti fotovoltaici, si verificherebbero al tramonto dove al calo di produzione elettrica da fotovoltaico si sommerebbe l'incremento della domanda di energia per l'illuminazione.



Figura 2 Panoramica di un parco eolico

Da evidenziare come tutte queste considerazioni sugli impianti termoelettrici comportino una riduzione di costi di esercizio, emissioni ed aumento della vita utile dell'impianto.

L'energia eolica e solare sono, in tale contesto, tra le più difficili da sfruttare efficientemente, soprattutto su larga scala, dato che un loro collegamento alla rete elettrica comporta una fornitura di energia non costante, che tende ad aggiungere ancora più instabilità nella rete.

Per questo motivo è necessario interporre un dispositivo di accumulo di energia al fine di livellare la potenza in uscita e garantire un funzionamento stabile ed affidabile.

Integrazioni con la generazione eolica

Sicuramente la generazione da eolico giocherà un ruolo fondamentale nei prossimi 30 anni visti gli ultimi trend e le politiche mondiali atte ad abbattere le emissioni di CO₂.

Alla fine del 2012 la potenza eolica installata nel mondo si attesta a circa 281.1 GW, di cui 11.8 GW installati nelle UE solo nel 2012. Secondo le stime, per il 2030 la potenza eolica globale installata arriverà a superare i 1100 GW. L'Italia presenta a fine 2012 una potenza installata di circa 8.1 GW identificandosi come quarto mercato eolico della UE malgrado delle condizioni del vento non ottimali e soprattutto sistemi di incentivazione

feed-in non propriamente attraenti. Con tali prospettive i sistemi di accumulo di energia giocheranno un ruolo fondamentale per ottimizzare il supporto alla rete elettrica. I vantaggi fondamentali apportabili dai sistemi di stoccaggio di energia riguardano la regolazione della potenza generata e l'incremento del *capacity factor*, ora minore del 40% ma che potrebbe ulteriormente diminuire principalmente a causa di vincoli di trasmissione.

L'accumulo appare estremamente vantaggioso quando la domanda di energia risulta essere già soddisfatta.

La caratteristica di poter attenuare le fluttuazioni tipiche di una generazione da eolico può infatti valorizzare la generazione annua di ogni parco eolico o turbina. Difatti, durante le ore notturne o durante le fasce orarie dove la domanda di energia è già coperta e quindi la generazione da eolico non è richiesta, il sistema di accumulo si integra in maniera ottimale.

L'integrazione è sicuramente impegnativa vista la variabilità del vento. La risposta dei sistemi di accumulo può essere lenta o veloce con prestazioni tipiche di "energia" o di "potenza". Anche la taglia del sistema di stoccaggio è fondamentale per un accoppiamento ottimale.

La configurazione della tecnologia più adatta deve rispondere proprio a tali specifiche.

Un altro vantaggio apportato al sistema elettrico riguarda il carico variabile associato con la generazione da fonti fossili. Essa infatti deve sopperire alla variabilità da una generazione da fonti rinnovabili non programmabili. La copertura fornita nei transitori è però associata con maggiori emissioni e costi di esercizio. Il sistema di accumulo può mitigare tale effetto come già chiarito in precedenza.

Integrazione con la generazione da fotovoltaico

Anche la generazione da fotovoltaico presenta trend di sviluppo molto importanti.

Secondo le stime, il mercato crescerà nei prossimi anni di circa il 15% in media l'anno. La capacità globale passerà dai 97 GW datati fine 2012 a quasi 330 GW nel 2020. Lo sviluppo si sposterà dalla zone europee ai paesi emergenti, con la Cina protagonista assoluta. L'Italia si identifica come un

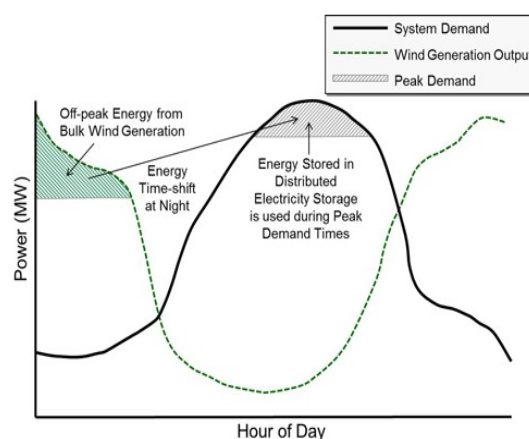


Figura 3 Strategia di gestione del sistema integrato accumulo-eolico

attore importante in termini di potenza installata. A fine 2012 la Germania è in testa alla classifica con circa 32.3 GW, seguita dall'Italia che ha circa la metà della potenza installata tedesca con circa 16.4 GW. La Germania è inoltre il primo Paese anche per nuova potenza installata nel corso del 2012, con 7600 MW; l'Italia si posiziona al secondo posto con 3646 MW.

A spingere la crescita, i prezzi della tecnologia in calo, la fame di energia di molti paesi e i sostegni pubblici messi in campo in molte nazioni. Tuttavia alcuni ostacoli come l'adeguamento della rete potrebbero frenare il cammino della tecnologia.

In questo contesto le tecnologie adibite allo stoccaggio di energia possono fornire dei servizi unici. Negli ultimi anni, l'aumento della penetrazione del fotovoltaico sulla rete di distribuzione ha presentato problemi operativi per le utenze. Il motivo principale è dato dall'intrinseca natura intermittente della fonte rinnovabile. Tali rapide fluttuazioni della fonte si traducono in escursioni repentine di tensione rispetto al valore atteso, presentando una sfida significativa per le utenze per cercare di integrare e gestire tale risorsa sui loro sistemi. Quando la generazione fotovoltaica è altalenante, un certo tipo di back-up sarà necessario e per garantire che la domanda dei clienti sia soddisfatta in termini di tensione adeguata e qualità della potenza. In tale ottica i sistemi di stoccaggio di energia possono alleviare queste problematiche della rete di distribuzione.

Per quanto riguarda le grandi applicazioni fotovoltaiche, esse possono richiedere dei sistemi di stoccaggio a basso consumo energetico ed in grado di eseguire molti cicli con un grado di risposta veloce. Tali sistemi sarebbero generalmente nella gamma di dimensioni dai 500 kW a taglie maggiori di 1 MW con durate di carica/scarica che vanno dai 15 minuti fino a 1 ora di stoccaggio con una regolazione che quindi esige prestazioni di "potenza" piuttosto che di "energia".

Le batterie elettrochimiche si presentano in questo senso come le migliori candidate.

1.2.3 Capacità rifornimento rete

A seconda delle circostanze, in un dato sistema di alimentazione elettrica, i sistemi di accumulo di energia possono essere utilizzati per rinviare e/o ridurre la necessità di acquistare nuove stazioni di generazione elettrica e/o l'eventuale acquisto nel mercato elettrico di energia addizionale.

Il beneficio principale che scaturisce da questa considerazione è di natura economica evitando i costi associati all'acquisto di centrali di generazione e/o energia elettrica.

I due grafici in Figura 4 illustrano il vincolo di generazione e l'intervento del sistema di accumulo per coprire la curva di carico. Il grafico in alto mostra la classica curva di carico settimanale.

Il grafico inferiore mostra le fasi di carico/scarica del sistema di stoccaggio per soddisfare il carico. La fase di carica avviene nelle ore notturne mentre le fasi di scarica sono correlate ai picchi di richiesta di energia elettrica.

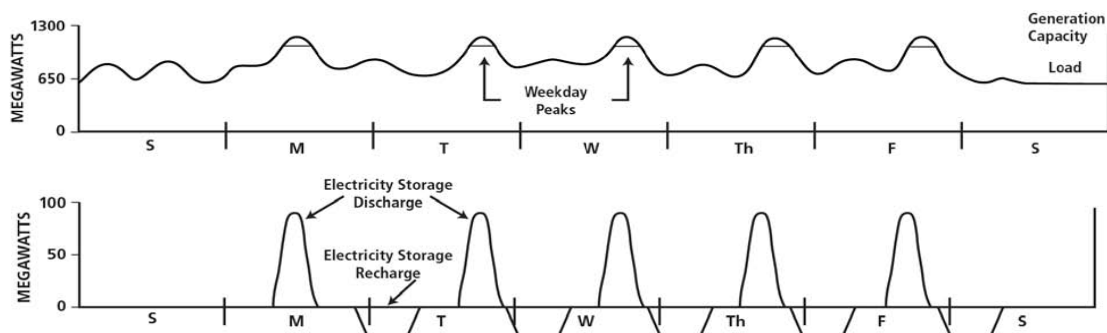


Figura 4 Strategia di gestione per il rifornimento alla rete

1.2.4 Regolazione primaria, secondaria e terziaria

Per mantenere una rete funzionale ed affidabile gli enti fornitori di energia elettrica devono operare un continuo controllo sulla frequenza di rete. Questa deve essere mantenuta il più possibile vicino alla frequenza nominale (50 o 60 Hz) in modo da garantire il corretto funzionamento degli apparati collegati. Variazioni significative della frequenza possono portare a cali di efficienza, malfunzionamenti e incidere negativamente sulla sicurezza degli utilizzatori.

La frequenza di rete subisce continue variazioni a causa della differenza non nulla tra potenza attiva generata dalle centrali e potenza attiva assorbita dagli utilizzatori.

Per questo motivo vengono effettuate delle previsioni a lungo termine sull'ipotetico fabbisogno energetico, in modo da intervenire preventivamente sui generatori per regolare la potenza erogata. E' però impossibile prevedere le fluttuazioni della domanda energetica a breve termine, essendo queste del tutto casuali. Viene quindi effettuato un monitoraggio continuo della frequenza di rete per poter aumentare/diminuire la produzione di energia in funzione della sua variazione.

I sistemi di accumulo in tale contesto sono in grado di fornire prestazioni di regolazione primaria, secondaria e terziaria superiori a quelle dei normali impianti termoelettrici. Nel sistema elettrico ed in particolare nel sistema elettrico italiano, la intensa penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili pone una certa aleatorietà nella fornitura del servizio di regolazione. I sistemi di accumulo in tale contesto, possono essere la tecnologia adatta a favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico.

In caso di squilibrio tra generazione e carico interviene dapprima la regolazione primaria e successivamente la regolazione secondaria che riporta la frequenza di rete al valore nominale e ripristina i margini di riserva della regolazione primaria utilizzati. A loro volta, anche i margini di regolazione secondaria devono essere ripristinati: a ciò provvede la regolazione terziaria.

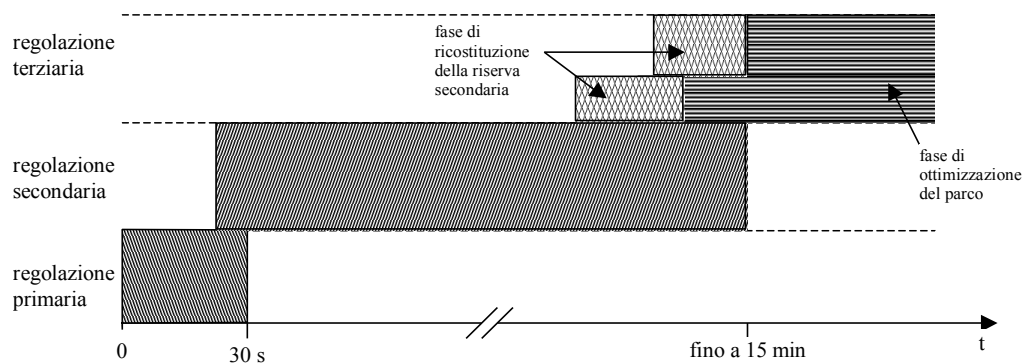


Figura 5 Tempi di intervento delle regolazione di frequenza

Con *regolazione primaria* si intende la capacità di ciascun gruppo di regolazione di variare in maniera autonoma la potenza erogata al variare della frequenza di rete.

In caso di squilibrio tra generazione e carico si verifica una variazione della frequenza di rete a cui reagiscono i regolatori di velocità dei generatori adibiti a fornire il servizio di regolazione primaria. Tale servizio deve essere obbligatoriamente fornito da tutte le unità di produzione con potenza effettiva non inferiore a 10 MW, ad eccezione di quelle alimentate da fonte rinnovabile non programmabile, mettendo a disposizione una banda di regolazione¹ non inferiore all'1.5% della potenza effettiva. La regolazione ha tempi di intervento brevi (alcuni secondi) ed ha carattere locale.

^[1] Si definisce banda di regolazione primaria di un gruppo di generazione, l'intervallo di potenza all'interno del quale il regolatore primario può agire automaticamente, nei due sensi, a seguito di una variazione di frequenza.

In termini di prestazione, la variazione di potenza richiesta dalle unità adibite, deve essere fornita per almeno metà, entro 15 secondi dall'inizio della variazione di frequenza e completamente entro 30 secondi, dopodiché la nuova potenza generata deve essere mantenuta per almeno 15 minuti dall'inizio dello squilibrio.

I sistemi di accumulo, spesso caratterizzati da tempi di risposta rapidi, possono fornire prestazioni di regolazione primaria molto utili. Un sistema di accumulo caratterizzato da una efficienza elevata e da tempi brevi di carica/scarica (ad esempio volani, capacitori e alcuni accumulatori elettrochimici) può fornire una banda di regolazione pari alla somma delle potenze massime di carica e di scarica. Oltre a ciò, dato che la modulazione degli impianti termoelettrici imposta dalla regolazione primaria è accompagnata da una riduzione dell'efficienza dell'impianto, con conseguente incremento di emissioni e consumo di combustibile, i sistemi di accumulo possono ridurre la necessità di modulazione degli impianti termoelettrici, in particolare gli impianti di base.

Inoltre, l'appoggio alla penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico è ulteriormente avvalorato. Infatti, il significativo sviluppo di tale fonti di energia intermittente porta, a parità di domanda, ad una riduzione del numero di impianti termoelettrici in servizio, e quindi ad una riduzione del margine di riserva di regolazione primaria disponibile, che invece si renderebbe necessario in quantità maggiore, vista la natura variabile di tale fonti. I sistemi di accumulo in tale contesto possono aumentare i margini di riserva di regolazione primaria favorendo l'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico.

Tuttavia, attualmente nel panorama italiano il servizio di regolazione primaria non è remunerato; è evidente che i sistemi di accumulo che potenzialmente potrebbero svolgerlo dovrebbero trovare un sostegno economico da altri servizi compatibili con la regolazione primaria (ad esempio la regolazione secondaria).

Con *regolazione secondaria* si intende la capacità di ciascun gruppo di regolazione di variare sotto il controllo del regolatore di rete la potenza erogata al variare della frequenza. Il regolatore di rete è un dispositivo automatico centralizzato che agisce sui regolatori di velocità delle unità di generazione ed è calibrato sugli errori di frequenza e di potenza scambiata con i sistemi interconnessi.

In particolare, per poter capire in quale zona si è verificato lo squilibrio e quindi attivare la potenza di regolazione secondaria solo di quella zona, si applica il cosiddetto "metodo della caratteristica della rete". Ciascuna zona di regolazione è dotata di un regolatore secondario centrale, che, agendo opportunamente sui gruppi di regolazione secondaria della sua zona, ha come obiettivo quello di annullare a regime il proprio segnale di errore G_i :

$$G_i = \Delta P_i + K_{ri} * \Delta f$$

con:

G_i = errore globale di regolazione della zona i-esima;

ΔP_i = errore di potenza di scambio della zona i-esima rispetto al valore programmato (valori positivi significano che la differenza tra esportazioni e importazioni è maggiore di quanto programmato);

K_{ri} = energia regolante di zona, in MW/Hz;

Δf = valore dell'errore di frequenza $f - f_n$.

La regolazione secondaria ha lo scopo di:

- riportare la frequenza di rete al suo valore nominale, in modo da annullare l'errore di frequenza e quindi scaricare la potenza di regolazione primaria che era intervenuta in seguito allo squilibrio, così da ricostituire tutta la riserva primaria iniziale;
- riportare gli scambi di potenza tra le varie zone di regolazione ai loro valori contrattuali (regolazione frequenza-potenza).

Al termine dell'intervento della regolazione primaria è compito solo della zona nella quale si è originato tale squilibrio di intervenire con la sua regolazione secondaria per annullare l'errore di frequenza e scaricare i regolatori primari dell'intera rete.

Le unità di produzione abilitate alla fornitura della regolazione secondaria devono rendere disponibile un margine di riserva pari al maggiore tra ± 10 MW e $\pm 6\%$ della potenza massima delle unità termoelettriche, nonché pari al $\pm 15\%$ della potenza massima per le unità idroelettriche. L'intera banda di regolazione deve essere erogata da ciascuna unità abilitata entro il tempo massimo di 200 secondi e fornita con continuità per almeno 2 ore. Generalmente la quantità di riserve secondarie determinate dal Gestore di Rete superano i requisiti minimi sopra indicati.

E' evidente che i sistemi di accumulo possono essere utilizzati per la fornitura del servizio di regolazione secondaria. A tale proposito valgono tutte le considerazioni relative alla regolazione primaria.

In aggiunta, se la regolazione primaria è un servizio obbligatorio e non remunerato, la regolazione secondaria è oggetto di contrattazione sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), motivo ulteriore che avvalora la potenziale penetrazione dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico.

La *regolazione terziaria* è qualsiasi variazione, automatica o manuale, dei punti di funzionamento dei gruppi di produzione, al fine di:

- garantire la disponibilità della riserva di regolazione secondaria necessaria per esercire il sistema in sicurezza nelle attuali condizioni di carico;
- ripartire in maniera ottimale, in considerazione degli aspetti economici, la potenza regolante secondaria sui differenti gruppi.

Queste variazioni possono essere effettuate mediante messa in produzione o fuori servizio di gruppi (ad esempio turbine a gas, centrali idroelettriche o centrali di pompaggio), aumentando o diminuendo la potenza erogata dai gruppi già in servizio, modificando la ripartizione della potenza sui gruppi che partecipano alla regolazione secondaria o modificando i programmi di scambio tra aree.

Il Gestore della Rete impartisce ai singoli produttori (anche non responsabili nella regolazione secondaria) ordini di esercizio relativi alla variazione della potenza prodotta da unità già in servizio o spenta garantendo l'operabilità di riserve "pronte", in grado di erogare entro 15 minuti la potenza richiesta e di riserve "di sostituzione", aventi lo scopo di reintegrare la riserva "pronta" senza limitazioni di durata.

In tale contesto, i sistemi di accumulo possono essere impiegati come riserva "pronta", con i vantaggi sopradescritti. In particolare, essendo i margini di riserva terziaria superiori di quelli di riserva primaria e secondaria, il loro impatto sul funzionamento a carico parziale delle unità termoelettriche adibite al servizio di regolazione è maggiore, con benefici conseguenti superiori rispetto ai casi di regolazione primaria e secondaria.

La Figura 6 mostra due grafici per illustrare la risposta di un sistema di stoccaggio ad una esigenza di regolazione. La figura superiore è un'illustrazione esagerata della variazione di un'unità di produzione in risposta a carichi fluttuanti. La figura inferiore mostra le fasi di carica e scarica di un sistema di accumulo per iniettare o assorbire l'energia richiesta dal carico, eliminando la modulazione ai carichi parziali delle unità di produzione adibite alla regolazione.

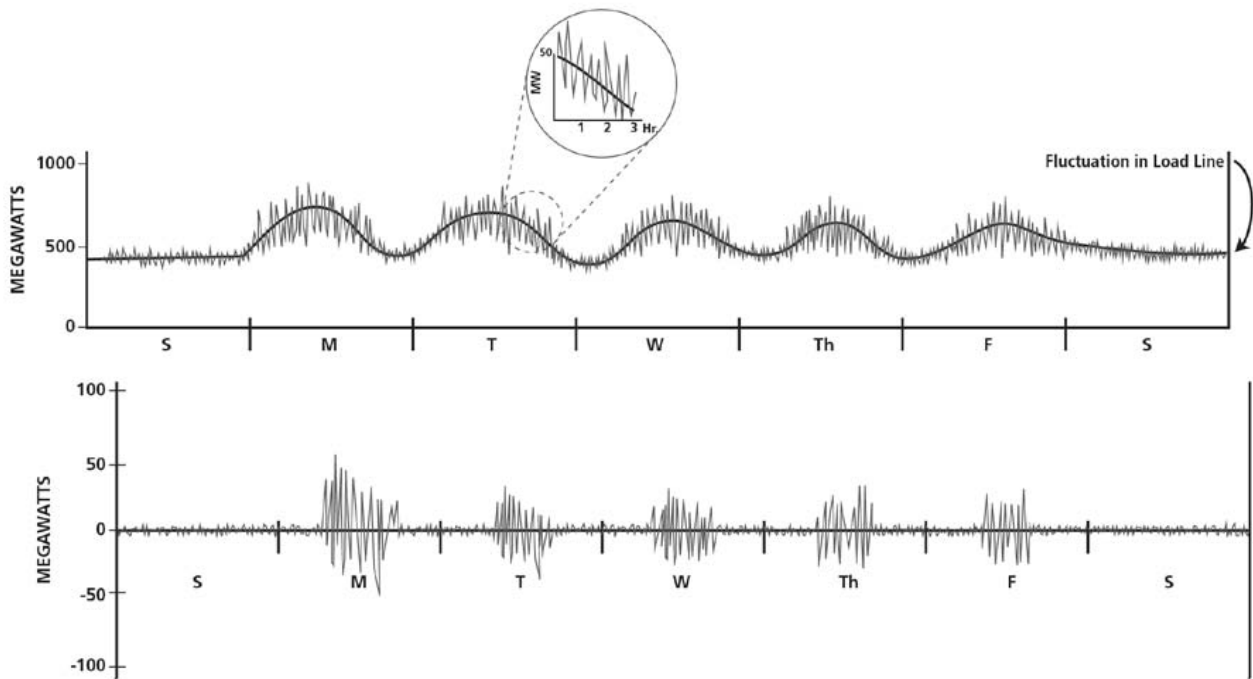


Figura 6 Tipico esempio delle fluttuazioni di frequenza che interessano un'unità di generazione elettrica e la relativa risposta di un sistema di accumulo

1.2.4 Black Start

In caso di un guasto generalizzato all'interno di un sistema elettrico, la procedura di ripristino delle condizioni ottimali di esercizio prevede la disponibilità di centrali di ripartenza autonoma (tipicamente centrali idroelettriche o turbogas), in grado di avviarsi autonomamente (capacità di *Black Start*). Tali centrali mettono in tensione le direttrici di accensione, ossia i collegamenti elettrici che consentono a tali centrali di rialimentare un primo insieme di carichi.

I sistemi di accumulo possono fornire una riserva di potenza ed energia pronta all'uso, identificandosi come potenziali centrali di ripartenza autonoma. Tali sistemi possono provvedere simili capacità di *black start* anche all'avvio dei grandi impianti di generazione elettrica.

Il funzionamento di un sistema di accumulo adibito al servizio di *Black Start* è illustrato in figura 7. Esso è relativo al funzionamento di un banco di accumulatori elettrochimici a Fairbanks (seconda città più grande dell'Alaska) entrando in operazione quando vi è una interruzione della trasmissione di energia elettrica dovuta all'inerzia del sistema di trasmissione con la vicina città di Anchorage. La figura 7 mostra la fase di scarica ad una via di trasmissione, così come il potere di avviamento di una centrale di generazione diesel fintanto che il normale esercizio del gruppo viene ripristinato.

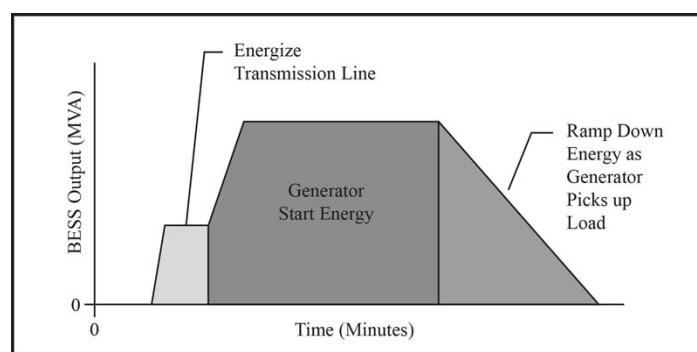


Figura 7 Esempio del servizio Black Start

1.2.5 Supporto di tensione

Un requisito fondamentale nell'ambito della gestione dei sistemi elettrici è il mantenimento di adeguati e stabili livelli di tensione nei diversi nodi della rete elettrica. Nella maggioranza dei casi, il supporto di tensione avviene tramite il servizio di riserva reattiva fornito da unità di produzione abilitate alla regolazione primaria e secondaria. La generazione di una quota di potenza reattiva (VAR) da parte di questi gruppi compensa la reattanza sorta da disturbi sempre presenti nella rete, dati principalmente da:

- guasti sulla linea di alimentazione dell'utente o sulle altre linee ad essa connesse;
- guasti su reti interne di clienti;
- correnti d'inserzione di trasformatori e condensatori;
- carichi che variano rapidamente e correnti di spunto dei motori;
- carichi non lineari.

La regolazione della tensione avviene grazie alla modulazione della potenza reattiva erogata, basata sullo scostamento, rispetto ad un valore nominale di riferimento, della tensione ai morsetti dei gruppi di generazione (o alle sbarre AT della centrale), nel caso di regolazione primaria, e della tensione su specifici la nodi della rete indicati dal Gestore di Rete nel caso della regolazione secondaria.

I sistemi di accumulo, in tale contesto, possono fornire il servizio di regolazione della qualità della tensione nella rete elettrica (intesa come qualità della forma d'onda: ampiezza, frequenza, variazioni, buchi eccetera). In particolare, data l'impossibilità di trasmettere potenza reattiva su lunghe distanze, un'applicazione distribuita di sistemi di accumulo in prossimità dei centri di carico potrebbe costituire una modalità particolarmente efficace di gestione del supporto di tensione.

Il tempo necessario per il supporto di tensione si presume essere di circa 30 minuti, tempo per il quale il sistema elettrico riesce a stabilizzarsi. Normalmente, le unità di produzione designate sono solite generare una quota di potenza reattiva (VAR) per compensare la presenza di reattanze nella rete. La figura 8 mostra tre modalità di supporto di tensione da parte di un sistema di accumulo: con iniezione di potenza attiva e VAR, con assorbimento di potenza per bilanciare la tensione e fornendo VAR, e fornendo VAR ma senza iniezione o assorbimento di potenza attiva.

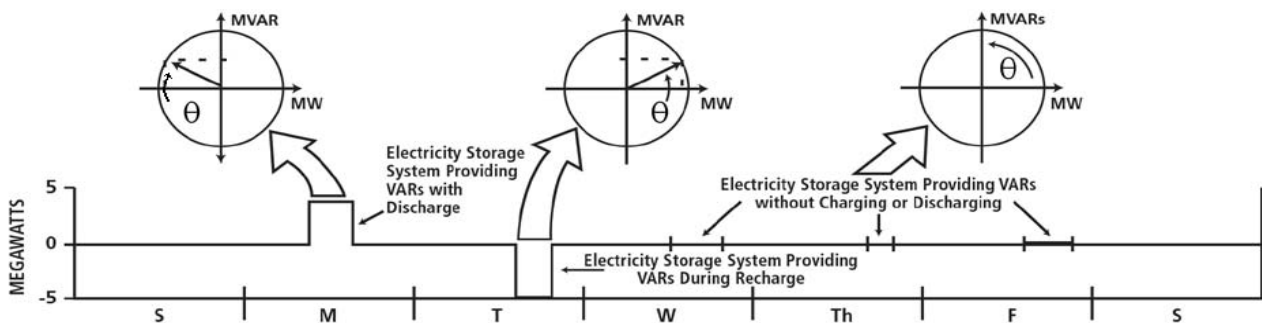


Figura 8 Supporto di tensione di un sistema di accumulo

1.2.6 Gestione delle congestioni e differimento capitale

Una congestione di una linea di trasmissione si verifica quando l'energia elettrica distribuita non può essere consegnata a tutti o ad alcuni carichi perché gli impianti di trasmissione non sono adeguatamente dimensionati alla fornitura di energia. Quando gli aumenti delle capacità di

trasmissione non tengono il passo con la crescita della domanda di picco di energia, i sistemi di trasmissione possono diventare congestionati. Così, durante i periodi di maggiore domanda di energia, la necessità e il costo di una maggiore capacità di trasmissione aumentano insieme alle tariffe di accesso alla trasmissione. Le congestioni presenti nella rete di trasmissione non permettono, molto spesso nelle ore in cui la domanda è maggiore, ad alcuni degli impianti o alle produzioni più efficienti di generare tutta l'energia che potrebbero. Ciò porta a una suddivisione dell'intero territorio nazionale in zone e i prezzi delle zone meno connesse finiscono spesso per essere molto elevati (*differenziazione locazionale*)

Lo stoccaggio di energia elettrica può essere utilizzato per evitare i costi e gli oneri di congestione, nonché per gestire più efficacemente situazioni critiche. In questo servizio, i sistemi di stoccaggio verrebbero installati in luoghi che sono a valle dell'elemento di rete che si trova in condizioni prossime alla congestione. In tal modo, il sistema di accumulo è in grado di immagazzinare energia quando l'elemento di rete non è sovraccaricato ed evita il sovraccarico, generando nei momenti prossimi alla congestione. Quando invece la congestione è dovuta ad un eccesso di generazione, può essere più efficace prevedere una installazione del sistema di accumulo a monte del tratto congestionato.

Il differimento di investimenti nelle linee di trasmissione e distribuzione elettrica comporta il ritardo, e in alcuni casi il risparmio completo, di investimenti volti a migliorare elementi del sistema di trasmissione e/o distribuzione, utilizzando relativamente piccoli investimenti in sistemi di accumulo di energia.

Ad esempio, si possono evitare o dilazionare per alcuni anni gli investimenti atti ad incrementare la capacità di elementi della rete elettrica che vengono a trovarsi in situazioni congestionanti per periodi limitati nell'arco dell'anno; grazie ad un investimento relativamente piccolo in un sistema di accumulo a valle del nodo della rete interessato da sovraccarichi, si rinvia la necessità di ingenti flussi di cassa. La considerazione chiave è che una piccola quantità di energia accumulata può essere usata per fornire abbastanza capacità incrementale per rinviare la necessità di un grande investimento in elementi di trasmissione elettrica. In questo modo si riduce il costo complessivo dei contribuenti, si migliora l'utilizzo delle risorse, consente l'utilizzo del capitale per altri progetti e si riduce il rischio finanziario connesso agli investimenti proposti.

In particolare, per la maggior parte dei nodi all'interno di un sistema di trasmissione, i carichi più elevati si verificano in pochi giorni l'anno, per poche ore l'anno. Spesso, il più alto carico annuale si verifica in un giorno specifico, con una punta leggermente più elevata rispetto a qualsiasi altro giorno. Una conseguenza importante è che il sistema di accumulo utilizzato è in grado di fornire benefici significativi con limitata o nessuna necessità di scaricare l'energia stoccata. In aggiunta, se l'impiego dei sistemi di accumulo riduce il carico sulle apparecchiature disponibili, le quali si stanno avvicinando alla propria vita utile, il risultato potrebbe essere quello di prolungare la durata delle attrezzature esistenti ed il conseguente differimento di nuovi investimenti per la relativa sostituzione. Questo può essere particolarmente interessante per elementi di trasmissione che comprendono trasformatori e linee di trasmissione in cavo.

La Figura 9 illustra l'utilizzo di un sistema di accumulo in tale contesto. Il diagramma inferiore propone la fase di scarica del sistema il mercoledì pomeriggio per compensare l'elevato carico su un trasformatore nella linea di trasmissione, come mostra il grafico superiore. Il sistema di stoccaggio viene ricaricato quando il carico della linea di alimentazione viene abbassato in tarda serata o, in alternativa, durante la notte.

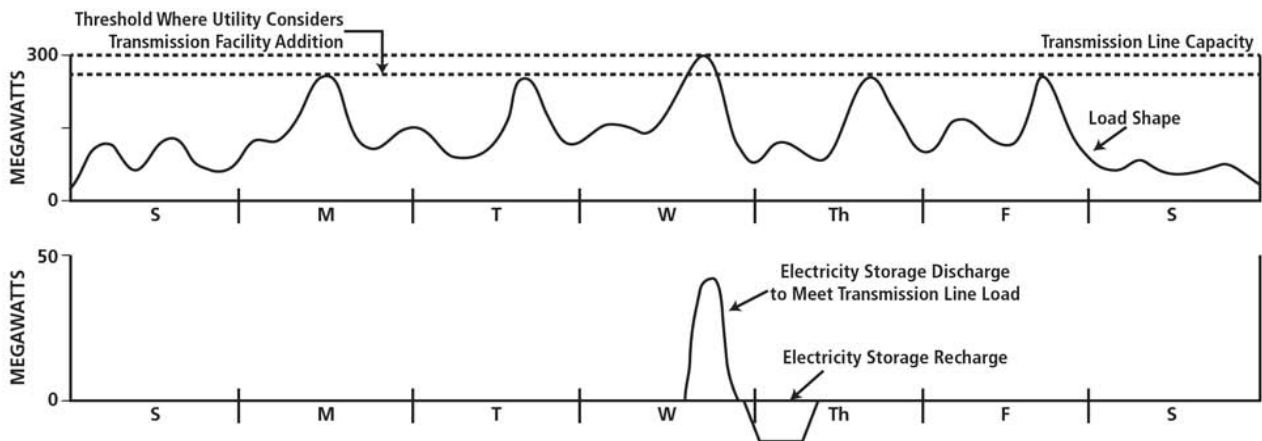


Figura 9 Accumulo per risolvere la congestione delle reti

1.2.7 Power quality e il problema dell'instabilità angolare

La qualità del servizio di fornitura di energia comporta il sostegno ai clienti del sistema elettrico da perturbazioni di breve durata che influenzano la qualità della potenza fornita. Idealmente la rete elettrica dovrebbe fornire una tensione alternata sinusoidale la cui ampiezza e frequenza sono costanti nel tempo secondo gli standard nazionali o comunque le specifiche del sistema (nel caso quest'ultimo non sia direttamente collegato alla rete principale), con un'impedenza nulla a tutte le frequenze. In realtà, nessuna sorgente di potenza garantisce queste considerazioni e potenzialmente può deviare dalle specifiche nelle seguenti modalità:

- variazioni nella tensione di picco o RMS
- fluttuazioni della tensione più o meno brevi, casuali o ripetitive
- variazioni della frequenza
- variazioni nella forma d'onda
- fattore di potenza non unitario
- impedenza della rete non nulla a basse ed alte frequenze

Ognuno di questi effetti indesiderati ha cause differenti, spesso derivanti dalla condivisione delle infrastrutture per la distribuzione dell'energia elettrica. Non è infatti possibile prevedere con precisione l'assorbimento energetico dei vari carichi collegati alla rete. Inoltre è difficile correggere questi problemi in modo efficiente, dato che la gestione di elevate potenze richiede interventi lenti e costosi.

Nonostante il continuo impegno dell'ingegneria in questo campo, le infrastrutture moderne rimangono soprattutto vulnerabili al cosiddetto fenomeno dell'*instabilità angolare*. Questa è essenzialmente una fluttuazione di potenza a bassa frequenza (solitamente minore di 1Hz) non smorzata, che rimbalza da un capo all'altro della griglia elettrica. Questo tipo d'onda è difficile da bloccare o smorzare e può occupare una porzione significativa della capacità della linea di trasmissione. Se l'oscillazione a bassa frequenza venisse smorzata, potrebbe essere ripristinata la capacità di trasmissione, alleggerendo le linee congestionate ed evitando possibili instabilità della griglia. In passato questo tipo di instabilità è stata collegata a blackout su larga scala costati miliardi di dollari in perdita di produttività, beni e servizi.

Lo smorzamento di queste oscillazioni può essere effettuato con una rapida iniezione di potenza attiva e reattiva nella rete ad una frequenza simile a quella di tali oscillazioni.

I sistemi di accumulo caratterizzati da tempi di risposta rapidi, alte potenza ed elevati numero di cicli carica/scarica si configurano come tecnologie adatte alla gestione di tale problematiche.

In genere, la durata della scarica richiesta per gestire la qualità del servizio varia da pochi secondi a qualche minuto. Il sistema di stoccaggio in loco controlla la qualità di alimentazione di rete e la fase di scarica attenua il disturbo in modo da soddisfare le specifiche del carico di utenza.

La figura 10 illustra una situazione nella quale il sistema di accumulo interviene per livellare una fluttuazione di tensione. Il grafico superiore sottostante mostra un picco di tensione di 50 V mentre il diagramma inferiore mostra la fase di carica di un sistema di accumulo che assorbe la punta di 50V al fine di mantenere un'alimentazione costante di 480V al carico.

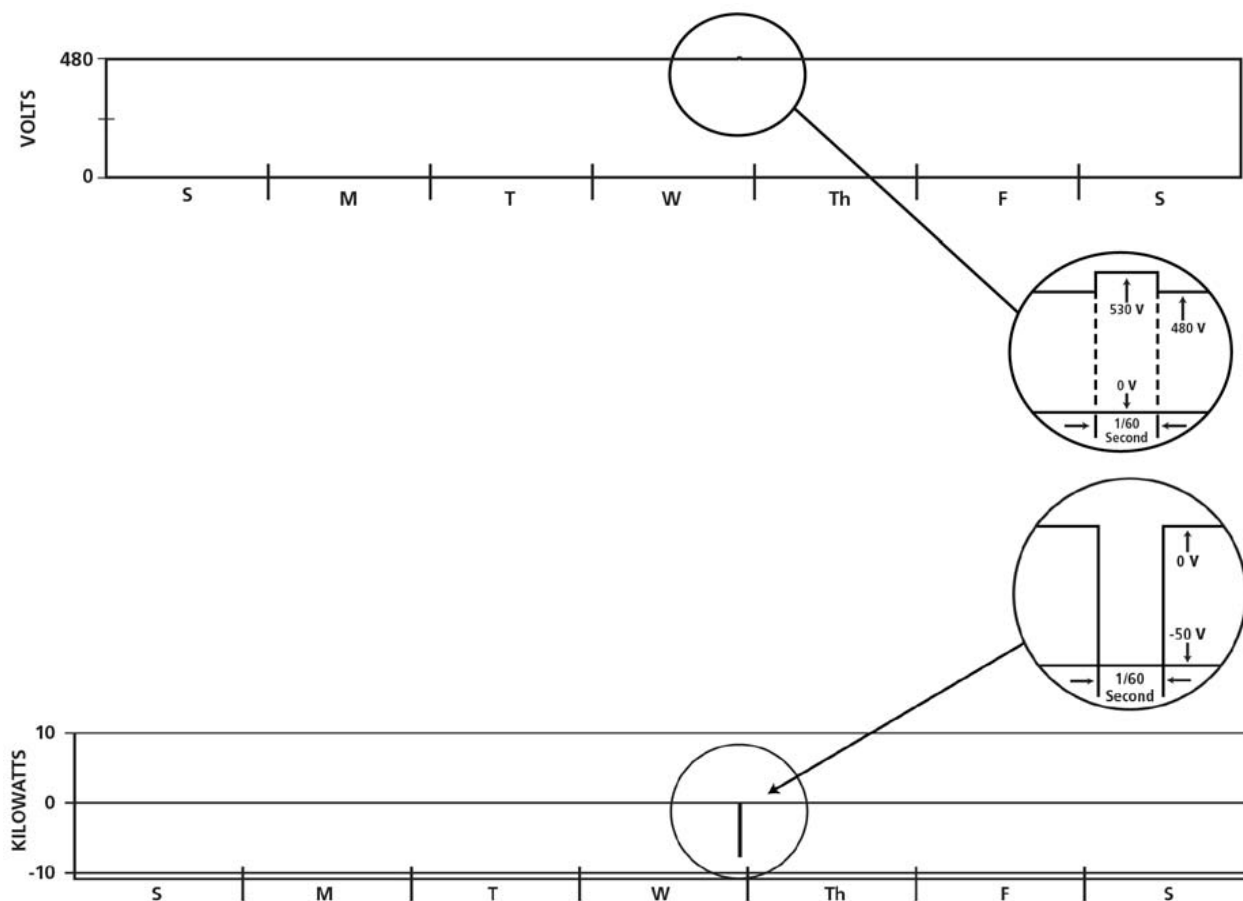


Figura 10 Livellamento di una fluttuazione di tensione grazie all'intervento di un sistema di accumulo

1.2.8 Affidabilità del servizio

I sistemi di accumulo possono supportare efficacemente i carichi dell'utenza quando vi è una totale perdita dell'alimentazione di rete prevista. Durante il guasto, il sostegno necessita un accoppiamento adeguato tra utenza e sistema di accumulo ed il ritorno alle normali condizioni di esercizio sincrono tra utenza e sistema elettrico una volta ripristinate le condizioni operative.

Mentre la taglia del sistema di accumulo è facilmente riconducibile alla capacità dell'utenza, la durata della fase di scarica è basata su criteri che tengono conto della realtà effettiva di esercizio. Se il carico è interessato da regolari disconnessioni dalla rete una potenziale durata può essere nell'ordine di alcune ore, mentre se l'obiettivo è l'appoggio al trasferimento a condizioni di esercizio ordinarie allora la fase di scarica può essere nell'ordine di alcuni minuti. Nel caso di lunghe disconnessioni dalla rete elettrica che oltrepassano la capacità del sistema di accumulo può essere previsto l'entrata in funzione di generatori addizionali, normalmente diesel.

Altra caratteristica molto interessante nel contesto dell'affidabilità dei sistemi di accumulo è la capacità di alcune tecnologie (accumulatori elettrochimici e volani in primo luogo) di essere mobili

e quindi di poter supportare carichi ubicati in luoghi di difficile accesso per i convenzionali elementi di trasmissione e distribuzione. Tale qualità, integrata eventualmente con la generazione elettrica da fonti rinnovabili non programmabili, è preziosa e unica nel proprio genere e può provvedere condizioni di esercizio straordinarie per siti con accesso proibitivo.

1.2.9 Home Energy Management

Con Home Energy Management si intende la gestione intelligente dei carichi domestici volta a diminuire il totale costo derivante dall'uso di energia elettrica.

La gestione ottimale deriva da uno uso razionale dell'energia basata sul *time of use*. Il beneficio economico derivante dal *time shift* precedentemente discusso può essere facilmente tradotto per un'applicazione a livello di utenza. Però, mentre i prezzi dell'energia elettrica a livello di utenza sono basati sulla tariffa di vendita al dettaglio del cliente centrata su specifiche fasce orarie, il prezzo inerente al *time shift* deriva dalla contrattazione fra i vari partecipanti del mercato elettrico. I sistemi di accumulo possono ridurre notevolmente il costo derivante dall'uso dell'energia elettrica a fronte di un investimento non proibitivo, sebbene attualmente i costi per tale tecnologie non sono ancora appetibili.

Intuibilmente, i sistemi di accumulo dell'utenza vengono caricati durante fasce orarie corrispondenti a periodi dove il costo dell'energia elettrica è basso, mentre la fase di scarica è correlata ai periodi di maggior domanda caratterizzati da un costo maggiore.

Si consideri l'esempio illustrato in Figura 11. La figura mostra il carico quasi costante di 1 MW di una struttura industriale per tre fasce orarie distinte. Viene previsto l'installazione di un sistema di accumulo di pari capacità. Durante la mattina (7.00-12.00) e la sera (17.00-23.00), il carico richiesto dell'utente finale e la domanda netta dell'impianto sono 1 MW. Di notte, quando il prezzo per l'energia è basso, la domanda netta della struttura raddoppia dato che all'ordianria richiesta di energia dell'impianto va a sommarsi quella dell'impianto di stoccaggio di energia. Durante la fascia oraria di punta (12.00-17.00) caratterizzata da un costo maggiore dell'energia elettrica, il sistema di accumulo provvede al fabbisogno dell'impianto evitando i relativi costi.

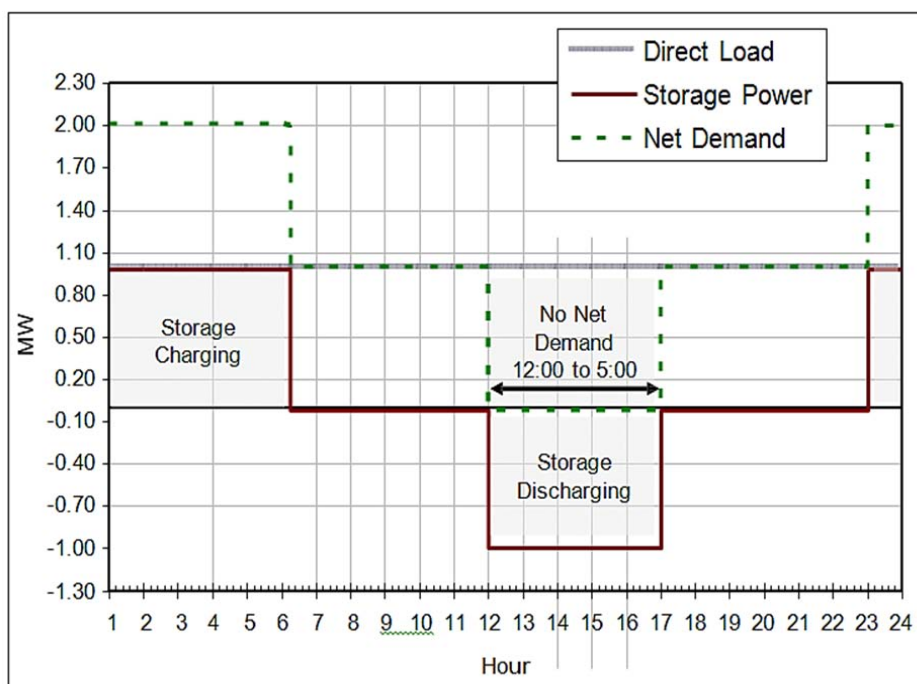


Figura 11 Gestione di un sistema di accumulo

Capitolo 2 CLASSIFICAZIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO IN BASE ALLE PRESTAZIONI

2.1 Confronto fra le varie tecnologie di accumulo di energia elettrica

Questo capitolo presenta una rassegna delle tecnologie di stoccaggio dell'energia elettrica attualmente esistenti ed emergenti, previste essere disponibili entro i prossimi due o tre anni. Le tecnologie emergenti ancora in fase di ricerca e sviluppo (R&S) sono trattate in maniera esauriente, ma non sono esaminati in dettaglio.

Il ventaglio di tecnologie di accumulo possono essere classificate in una gamma di servizi per la rete elettrica evidenziando il rapporto tra potenza ed energia fornita. I confronti sono molto generali, con un'impronta concettuale piuttosto che pratica.

Tali relazioni sono illustrate in Figura 12, la quale mostra come gli impianti di accumulo di energia ad aria compressa (CAES) e quelli di pompaggio sono adatti a prestazioni di "energia", capaci di tempi di scarica di decine di ore ed elevata taglia, raggiungendo anche 1000 MW. Per contro, varie batterie elettrochimiche e volani sono caratterizzate da una potenza inferiore e brevi tempi di scarica identificandosi come tecnologie adatte a prestazioni di "potenza".

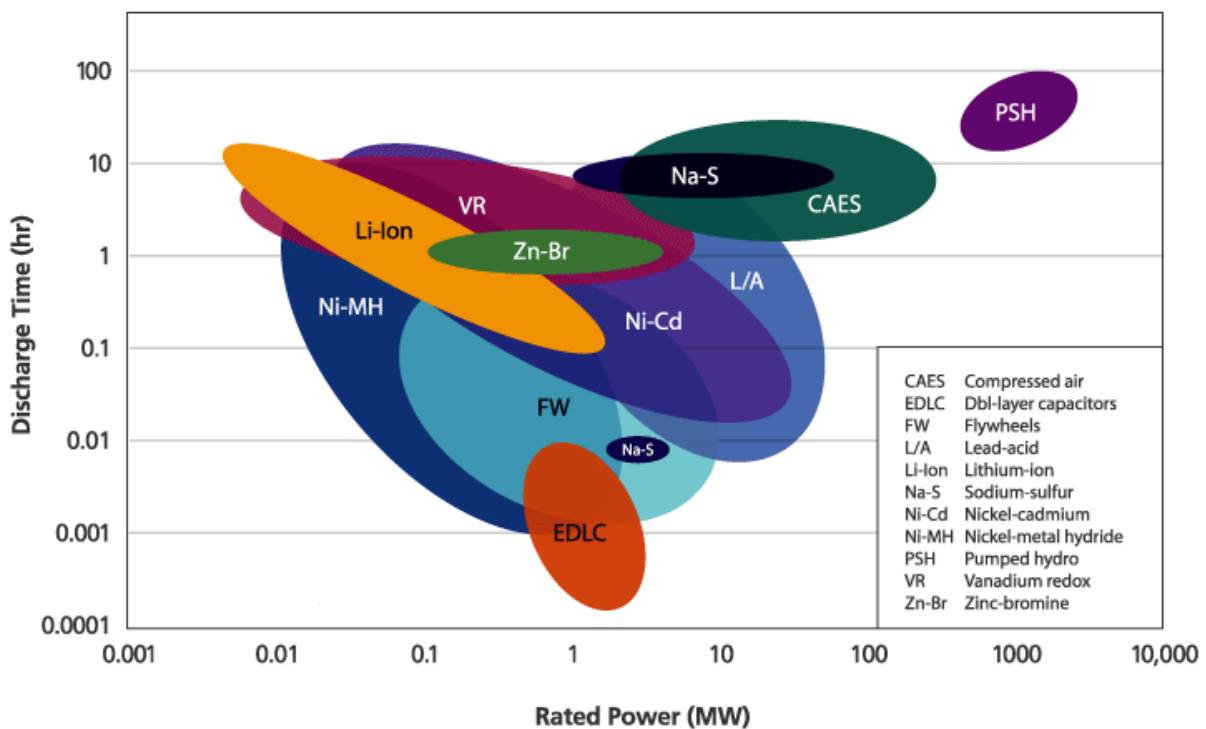


Figura 12 Confronto in termini di potenza/tempo di scarica tra le diverse tecnologie di accumulo

Tradizionalmente, gli impianti di pompaggio sono dimensionati per tempi di carica/scarica che superano le 8÷10 ore, necessarie per ammortizzare il costo di grandi serbatoi di stoccaggio, dighe, e strutture civili che sono parte integrante di questa tecnologia. Ad esempio, la centrale di Rocky Mountain, l'ultimo impianto di pompaggio costruito negli Stati Uniti, ha più di 10 ore di capacità di stoccaggio e una potenza di 1.095 MW. Allo stesso modo, gli impianti CAES richiedono lo sviluppo di grandi strutture sotterranee (naturali o caverne artificiali) o grandi serbatoi di stoccaggio

in superficie in acciaio per immagazzinare l'aria compressa. In contrasto con questi impianti, i volani e la famiglia delle batterie sono caratterizzate da tempi di carica/scarica che vanno da pochi secondi sino a 6 ore (sistemi di batterie sodio zolfo e potenzialmente alcuni sistemi di batterie a flusso).

Quando il sistema di accumulo viene inserito all'interno della rete elettrica è chiamato a fornire uno specifico servizio, che viene tradotto nel fornire un specifico livello di potenza elettrica che dipende sia dal punto di installazione nella rete, sia dal tipo di applicazione richiesta. I tempi di intervento e le durate di scarica sono molto differenti in funzione del tipo di intervento richiesto: per svolgere, ad esempio, le funzioni di differimento temporale (*time-shift*) sono richieste autonomie dell'ordine delle ore, mentre per svolgere le funzioni di *power quality* i tempi d'intervento si riducono all'ordine dei secondi o dei minuti. La figura sottostante permette di individuare le prestazioni richieste dal sistema di accumulo in funzione del particolare servizio desiderato.

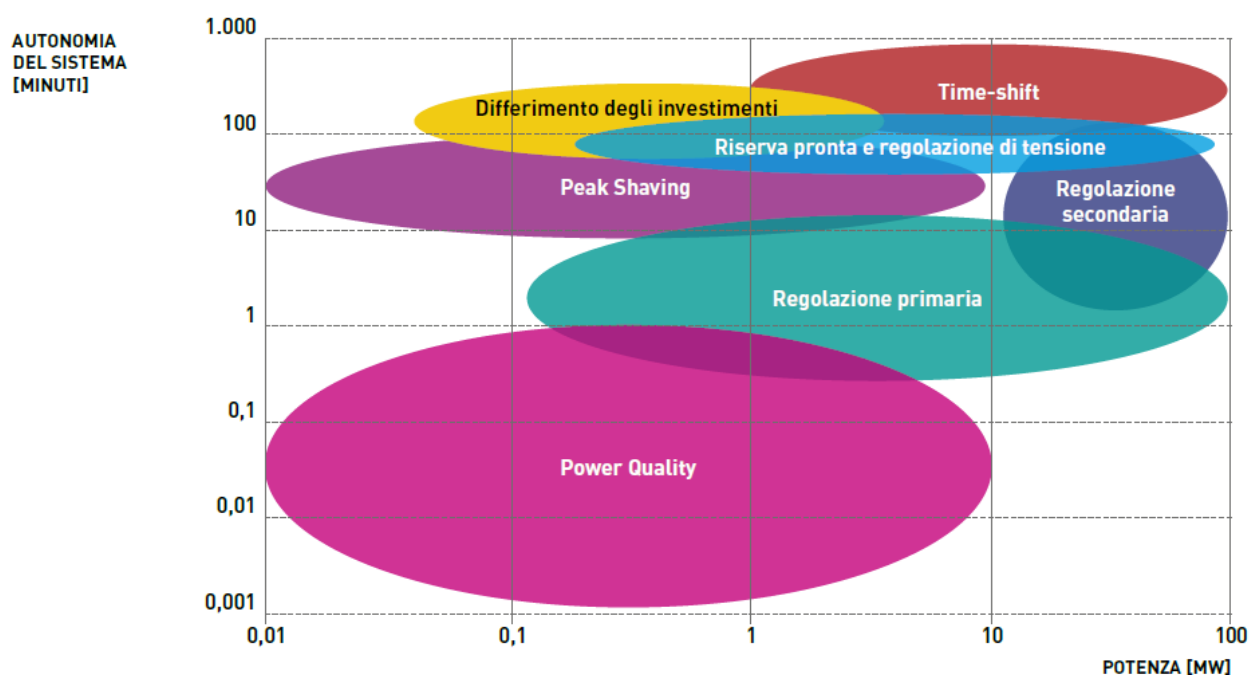


Figura 13 Applicazioni dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico

Un altro modo di classificare le prestazioni dei diversi sistemi di accumulo è tramite il cosiddetto diagramma di Ragone, che permette di confrontare le diverse tecnologie sulla base dell'energia e della potenza specifica massiva. Il diagramma individua quale sia il migliore sistema di accumulo una volta definito il campo applicativo di quest'ultimo.

La parte alta del diagramma è occupata dalle tecnologie adatte ad applicazioni in energia mentre quelle in potenza ne occupano la parte più a destra, dove sono presenti i volani e i supercondensatori che offrono un'alta densità di potenza. Nel diagramma si possono anche leggere i tempi tipici di utilizzo dei differenti accumuli; ad esempio, i volani sono collocati tra i segmenti di retta 36 secondi e 6 minuti, mentre le batterie litio/ioni si trovano nella fascia individuata da segmenti 6 minuti e 10 ore.

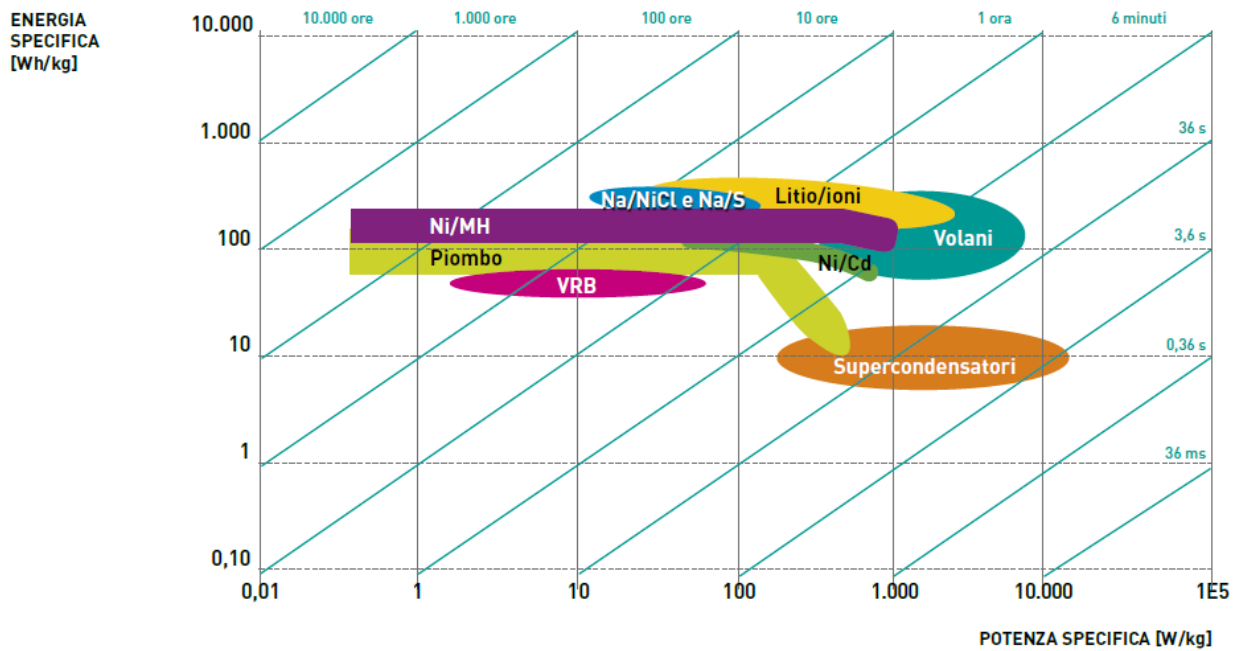


Figura 14 Diagramma di Ragone per alcuni tipi di accumulatori

Ovviamente la scelta della tecnologia più idonea per le diverse applicazioni deve rispondere ad altre esigenze tecniche oltre che quelle meramente economiche.

Il tempo di risposta è un importante parametro, definito come l'attitudine dell'accumulatore a variare la potenza in uscita o entrata in tempi rapidi, in maniera tale da saltare da un livello di potenza ad un altro con estrema dinamicità.

Altra considerazione è data dal rapporto tra potenza erogabile ed energia immagazzinabile, che permette di quantificare l'attitudine dei diversi sistemi di accumulo a lavorare in potenza piuttosto che in energia. Come già accennato in precedenza, gli impianti CAES e gli impianti di pompaggio idraulico sono le tecnologie più adatte a fornire "prestazioni di energia" assieme ad alcuni accumulatori elettrochimici. Mentre i primi, date le grosse taglie e i lunghi tempi di autonomia, sono più adatti ad essere inseriti in applicazioni a livello della rete di trasmissione, le batterie, data la loro modularità, si inseriscono molto bene a livello dell'utenza e nelle reti di distribuzione (*smart grids*). Altre tecnologie, come alcune batterie, i volani meccanici ed i supercondensatori sono adatte a "prestazioni di potenza" visti i tempi di carica/scarica molto brevi (nell'ordine di minuti o secondi) e le elevate potenza specifiche. La tabella seguente sintetizza le tecnologie di accumulo principali relazionandole a diversi tipi di applicazione.

APPLICAZIONE	Idro	CAES	Na/S	Na/NiCl	Li/ion	Ni/Cd	Ni/MH	Pb/acido	Redox	Volani	SC
Time-shift	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Integrazione rinnovabili (Profilo prevedibile)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Differimento investimenti rete	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione primaria	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione secondaria	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione terziaria (Riserva pronta)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Riaccensione sistema elettrico	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Supporto di tensione	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Qualità del servizio (power quality)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

● Sistema adatto all'applicazione
● Sistema meno adatto degli altri all'applicazione
● Sistema non adatto all'applicazione

Figura 15 Comparazione dei sistemi di accumulo per le applicazioni standard

Il livello di maturità delle diverse tecnologie è illustrato in Figura 16; l'orizzonte temporale considerato è sino al 2030.

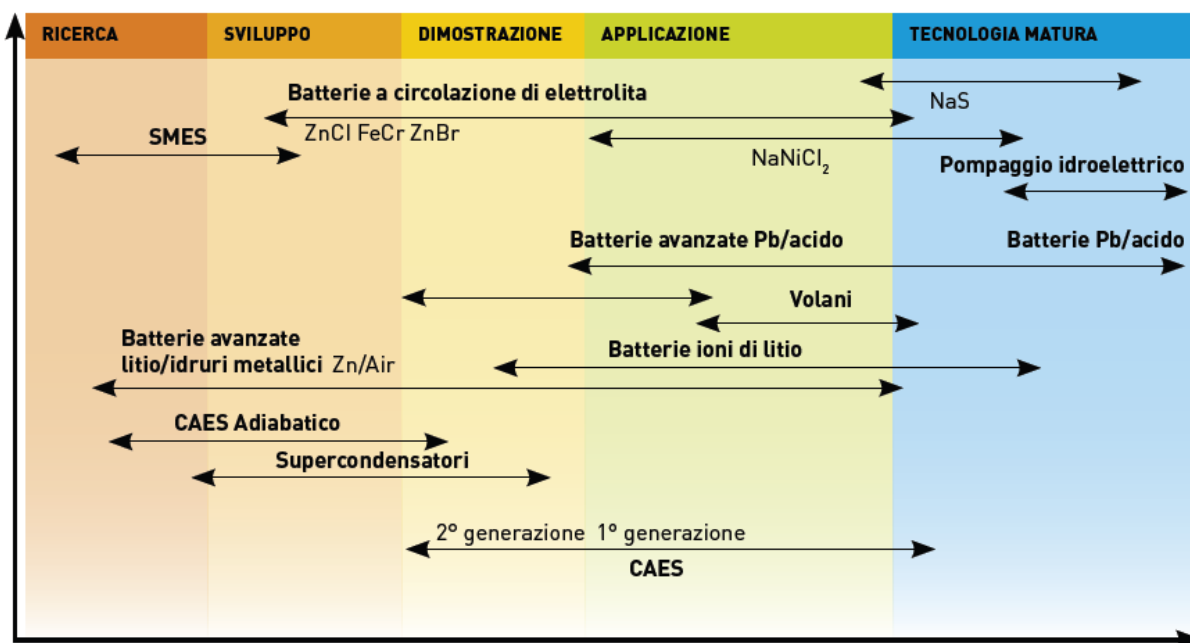


Figura 16 La punta della freccia a sinistra indica lo stato corrente della tecnologia, mentre la punta della freccia a destra indica lo sviluppo atteso per il 2030.

3.1 Introduzione

Le stazioni di pompaggio idroelettrico sono la tecnologia di accumulo più matura e più largamente utilizzata e commercializzata in tutto il mondo. Come già accennato in precedenza, rappresentano attualmente il 99% degli impianti di accumulo in termini di potenza installata nel mondo con circa un totale di 127 MW installati.

In questo capitolo viene presentata una trattazione sintetica ma esauriente vista la maturità tecnologica posseduta da questo sistema di accumulo rispetto ad altri che verranno invece analizzati in maniera più approfondita.

Gli impianti di pompaggio prelevano l'energia elettrica a basso costo per pompare l'acqua dal serbatoio a livello inferiore al serbatoio in quota con conseguente stoccaggio di energia potenziale. Quando è necessaria energia elettrica, l'acqua viene rilasciata dal serbatoio superiore a quello inferiore attraverso una turbina idroelettrica per generare elettricità. Il bilancio energetico per questo tipo di impianti è ovviamente sfavorevole, in quanto a causa delle perdite di conversione e di carico, il sollevamento della stessa quantità di acqua richiede più energia (15÷30%) rispetto a quanta è prodotta nella fase di turbinaggio.

La modulazione di erogazione dell'energia può essere compiuta nell'arco della giornata in tempi rapidissimi (decine di secondi), caratteristiche fondamentali per la copertura delle punte di carico giornaliere e per la regolazione della frequenza di rete.

Inoltre, essi permettono di accumulare grandi quantità di energia a costi decisamente più vantaggiosi rispetto ai sistemi di accumulo di altro tipo eventualmente utilizzabili. Per contro, tali impianti richiedono costi di investimento significativi e siti di costruzione adatti.

Nella figura sottostante è presentato uno schema semplificato di un impianto di pompaggio.

Una configurazione d'impianto possibile è il cosiddetto impianto ternario, composto da generatore/motore, pompa e turbina. Questa configurazione permette di installare l'alternatore e la turbina al di sopra del livello dell'acqua dello scarico, mentre la pompa si trova al di sotto di tale livello. Per salti medi le macchine idrauliche sono radiali monostadio (turbina Francis e pompa centrifuga) mentre per salti alti la turbina è una Pelton e la pompa è radiale multistadio.

Gli impianti binari invece utilizzano una turbina reversibile, tipicamente Francis, presentando un minore rendimento di esercizio ma minori costi di acquisto e installazione rispetto alla configurazione ternaria. Nei gruppi binari, passando da un tipo di funzionamento all'altro, il senso di rotazione si inverte: pertanto è sempre necessario fermare il gruppo ed invertire il senso ciclico delle fasi di alimentazione della macchina elettrica.

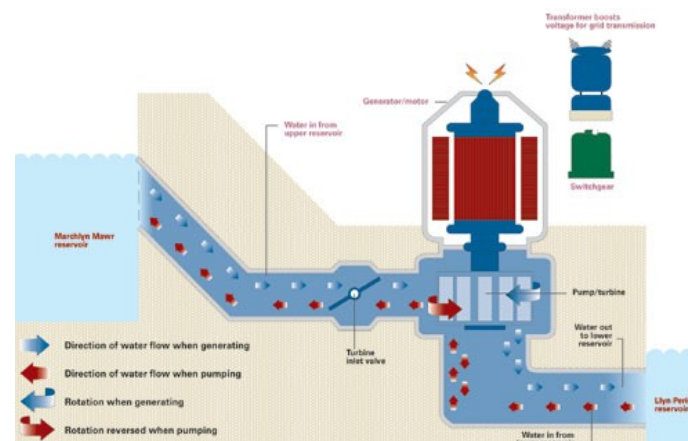


Figura 17 Schema semplificato dell'esercizio di un impianto di pompaggio idraulico

Tale tecnologia di accumulo presenta la più alta capacità di generazione elettrica rispetto a tutti gli altri impianti di accumulo di energia. La propria taglia è limitata solamente dalla capacità (m^3) della riserva superiore, la quale è limitata non solo dalle dimensioni fisiche ma anche dalla disponibilità stagionale del serbatoio. L'efficienza di un impianto si aggira classicamente tra il 76% e l'85%, a seconda della configurazione scelta, anche se negli ultimi anni il livello di efficienza è salito notevolmente grazie allo sviluppo di turbine reversibili a velocità variabile ed alto rendimento. La vita utile di un impianto è nell'ordine di 50-60 anni a conferma di prestazione volte ad essere di "energia" piuttosto che di "potenza".

3.2 L'Italia entro il panorama globale

In una visione globale, la totale potenza installata per i sistemi di accumulo è di circa 128 GW. Gli impianti di pompaggio costituiscono la parte preponderante con 127 GW, a conferma di come le ultime tecnologie di stoccaggio siano un fenomeno molto recente mentre le stazioni di pompaggio siano una realtà ben consolidata. Interessante constatare come negli U.S.A circa il 2.5% della totale potenza elettrica trasmessa sia modulata da strutture di accumulo energetico, impianti di pompaggio in primis. In Europa e Giappone le percentuali sono maggiori, rispettivamente del 10% e 15% rispetto alla totale potenza trasmessa, rivelando una più alta possibilità di sfruttare siti adatti al pompaggio.

La capacità di pompaggio installata nel mondo è destinata ad aumentare notevolmente. In Europa si assisterà ad una forte crescita del numero di impianti installati; in particolare, si stima che entro il 2020 saranno costruiti più di 60 impianti per una capacità complessiva di circa 27 GW, pari a circa il 50% della capacità attuale. Germania, Spagna e Portogallo in primo luogo dove si constata una maggiore produzione di energia da fonte eolica e solare; Svizzera ed Austria seguono grazie alle condizioni topografiche particolarmente favorevoli.

L'Italia è un Paese virtuoso per lo sfruttamento delle riserve idriche ubicate nel proprio territorio. Il primo impianto idroelettrico di un certo rilievo fu quello del Gorzente, realizzato nel 1889 per alimentare stabilimenti industriali nella zona di Genova. Lo sviluppo dell'idroelettrico ha poi seguito quello industriale; oggi rappresenta una parte significativa nel contesto della produzione di energia elettrica italiana, basti pensare che grazie alle favorevoli condizioni climatiche, l'energia elettrica generata dall'idroelettrico ha superato, nel 2009, i 49 milioni di MWh, ovvero il 16.9% del totale della produzione nazionale.

Le stazioni di pompaggio hanno necessariamente seguito lo sviluppo dell'idroelettrico ma è solo dopo il periodo della nazionalizzazione (fine 1962) che iniziò un programma di modernizzazione e rinnovamento. A partire dagli anni '70, contestualmente al programma di realizzazione di nuove centrali nucleari che l'Italia aveva promosso, furono progettati e costruiti diversi impianti di pompaggio di grossa potenza, destinati ad equilibrare il bilancio tra l'energia richiesta e quella prodotta, tenendo presente che le centrali nucleari avrebbero avuto un funzionamento continuativo ininterrotto. Tra i nuovi impianti di questo tipo vanno segnalati i seguenti: Entracque, in Piemonte (1982, 1200 MW, il più grande d'Italia e uno dei maggiori in Europa); Edolo, in Lombardia (1985, 1000 MW, alimentato dai serbatoi in quota di Lago d'Avio e Lago Benedetto); San Fiorano, in Lombardia (1973, 560 MW); Presenzano in Campania (1991, 1000 MW); Anapo, in Sicilia (1989, 600 MW); Taloro in Sardegna (1980, 260 MW).

In data 31 Dicembre 2012 la potenza efficiente netta installata in Italia è di circa 7641 MW con una produzione di energia totale di circa 9175 GWh. Da evidenziare come la generazione da impianti di pompaggio sia vulnerabile a fattori climatici.

La tabella seguente elenca gli impianti operativi in Italia a fine Dicembre 2011.

NOME IMPIANTO	COMUNE(PROVINCIA)	SOCIETA'	POTENZA EFFETTIVA [MW]
Anapo	Priolo gargallo (SR)	ENEL PRODUZIONE	500.00
Bargi	Camugnano(BO)	ENEL PRODUZIONE	330.00
Campo Moro	Lanzada (SO)	ENEL PRODUZIONE	36.50
Capriati	Capriati al Volturno (CE)	ENEL PRODUZIONE	113.00
Castelbrunella I	Pieve Tesino (TN)	ENEL PRODUZIONE	4.60
Castelbrunella II	Pieve Tesino (TN)	ENEL PRODUZIONE	0.31
Dietro La Torre	Usseglio (TO)	ENEL PRODUZIONE	4.50
	Edolo (BS)	ENEL PRODUZIONE	977.55
Luigi Einaudi	Entracque (CN)	ENEL PRODUZIONE	1190.00
Fadalto	Vittorio Veneto (TV)	ENEL PRODUZIONE	210.00
Fontana Bianca	Ultimo (BZ)	ENEL PRODUZIONE	10.20
	Gargnano (BS)	ENEL PRODUZIONE	137.20
Guadalami	Piana degli Albanesi (PA)	ENEL PRODUZIONE	80.00
Telessio	Locana (TO)	IREN	34.00
Pont Ventoux	Susa (TO)	IREN	78.50
Pracomune	Ultimo (BZ)	ENEL PRODUZIONE	42.00
Domenico Cimarosa	Presenzano (CE)	ENEL PRODUZIONE	1000.00
Provvidenza	L'Aquila (AQ)	ENEL PRODUZIONE	141.00
	Riva del Garda (TN)	ENEL PRODUZIONE	115.00
Roncovalgrande	Maccagno (VA)	ENEL PRODUZIONE	1000.00
San Giacomo	Fano Adriano (TE)	ENEL PRODUZIONE	448.00
San Fiorano	Sellero (BS)	ENEL PRODUZIONE	568.00
Santa Massenza	Vezzano (TN)	ENEL PRODUZIONE	377.50
	Ellero (BS)	ENEL PRODUZIONE	2.85
Taloro	Ovodda (NU)	ENEL PRODUZIONE	240.00
Trona	Gerola Alta (SO)	ENEL PRODUZIONE	0.93
TOTALE			7641.64

Studi recenti hanno evidenziato come sia possibile incrementare la capacità complessiva dei sistemi di pompaggio grazie al rinnovamento o modifica degli impianti e infrastrutture già esistenti (dighe, condotte, opere di presa, ecc). In primo luogo, lo sviluppo potrebbe essere strategico lungo le coste italiane, caratterizzate dai diffusi impianti eolici (e fotovoltaico) e deboli infrastrutture di rete. Gli impianti ubicati in tali aree potrebbero svilupparsi come impianti di pompaggio marino, utilizzando il mare come serbatoio inferiore. In particolare, a Okinawa in Giappone, nel 1999 fu costruito un impianto di pompaggio marino di 30 MW, operante per 5 anni e mantenuto sotto esame grazie alla monitoraggio di tutte le condizioni operative. I risultati della sperimentazione hanno confermato la validità di tali tipi di impianti. Le valutazioni economiche, per gli impianti di grossa taglia, hanno evidenziato che i costi sostenuti per il serbatoio superiore e per la protezione dei componenti da corrosione e incrostazioni, risultano ampiamenti compensati dai risparmi derivanti dalla mancata costruzione del serbatoio inferiore.



Figura 18 Impianto di pompaggio marino a Okinawa

3.3 Valutazioni economiche

Le figure 19, 20, 21 riassumono il valore a rischio (VAR) dei costi di installazione, il LCOE^[1] (levelized cost of energy) in \$/MWh ed il costo livellato della capacità di esercizio in \$/kW-anno per varie tipologie di impianti di pompaggio idroelettrico. Questi sono basati su una efficienza complessiva dell'81%, 365 cicli all'anno, e una vita utile di 60 anni.

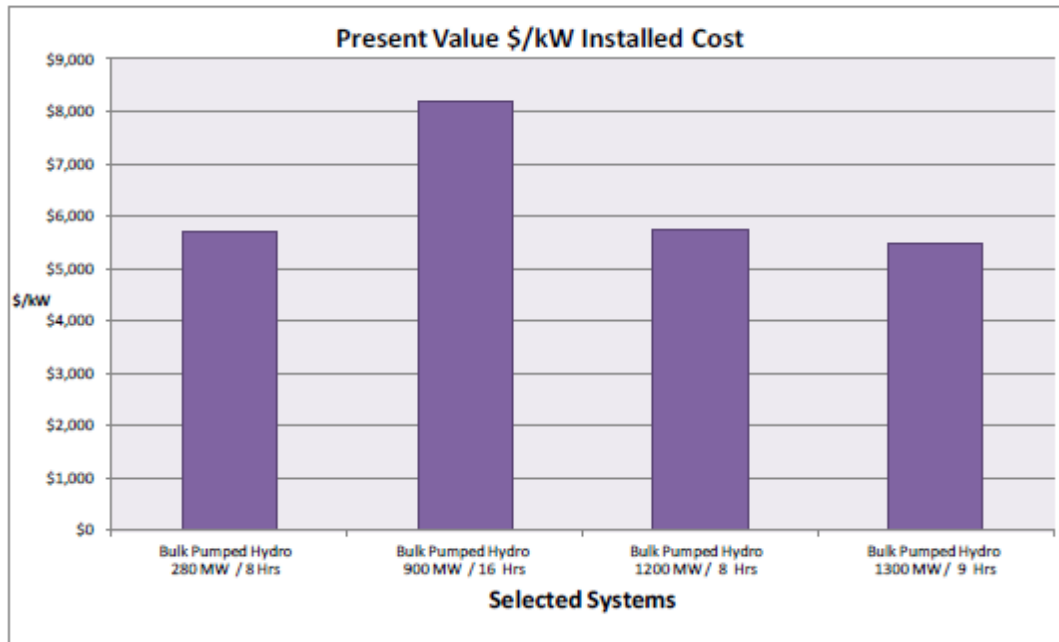


Figura 19 VAR VS Costi di installazione

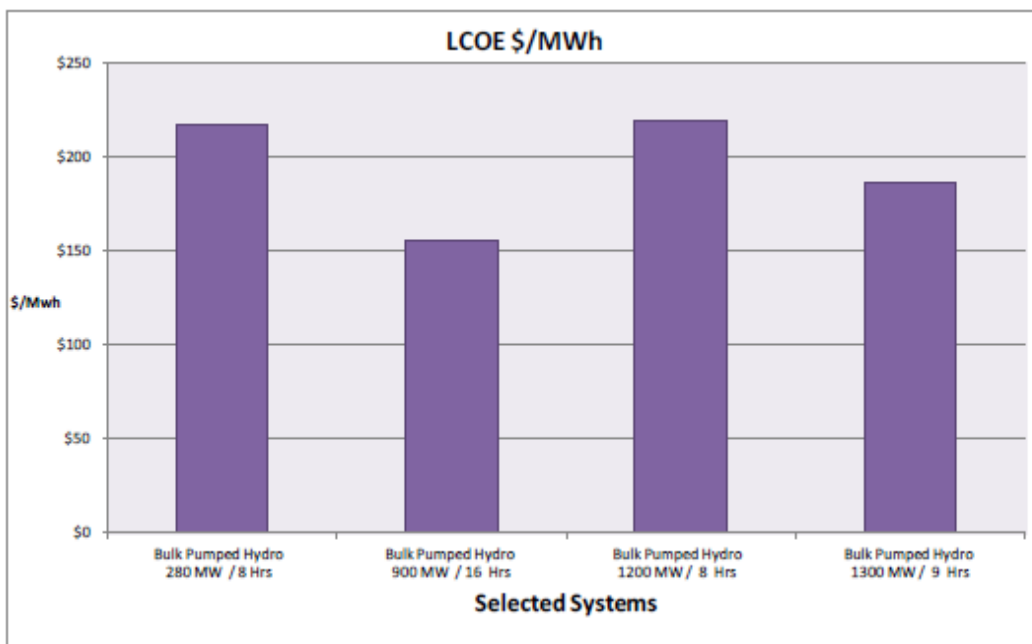


Figura 20 LCOE per vari sistemi di pompaggio idroelettrico

[1] Il LCOE è il prezzo a cui occorre vendere l'energia generata da ciascun sistema di accumulo per coprire tutti i costi relativi alla costruzione e all'esercizio dell'impianto (oneri finanziari e tasse inclusi) e ottenere un determinato ritorno sul capitale proprio investito.

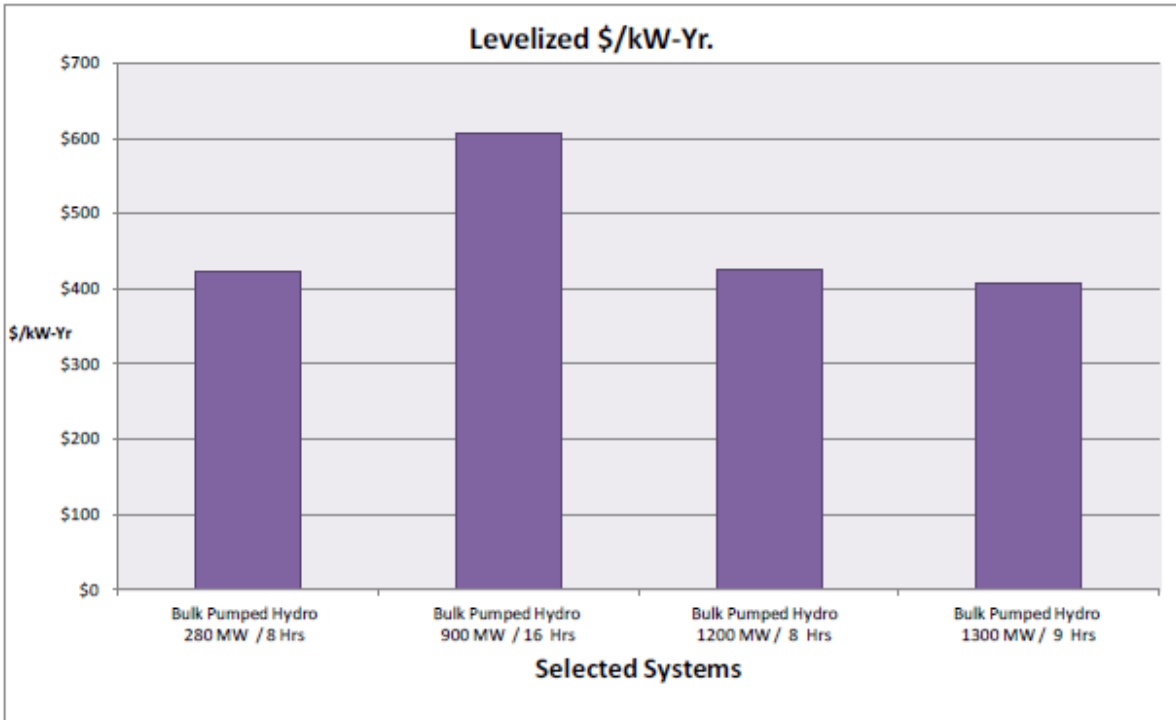


Figura 21 Costo per kW per anno di vari sistemi di pompaggio idroelettrico

Capitolo 4 IMPIANTI DI ACCUMULO AD ARIA COMPRESSA (CAES)

4.1 Introduzione

L'immagazzinamento di aria compressa o CAES (*Compressed Air Energy Storage*) si presenta come una delle tecnologie di stoccaggio dell'energia più interessanti vista la significativa densità di energia di accumulo ed il relativo basso costo d'investimento. Come già accennato in precedenza, tali impianti, assieme agli impianti di pompaggio idroelettrico, sono in grado di rilasciare energia per alcune ore in quantità analoghe a quelle tipiche dei grandi impianti di generazione termoelettrica.

I sistemi CAES utilizzano l'energia elettrica a basso costo per comprimere l'aria e conservarla in un serbatoio o una caverna sotterranea appositamente dimensionati. Quando è necessaria energia elettrica, l'aria compressa viene riscaldata generalmente tramite la combustione di gas naturale ed espansa in una convenzionale turbina a gas per produrre elettricità. La figura 22 mostra lo schema di un impianto CAES con stoccaggio sotterraneo in una caverna salina e recupero dei gas di scarico dalla turbina di bassa pressione.

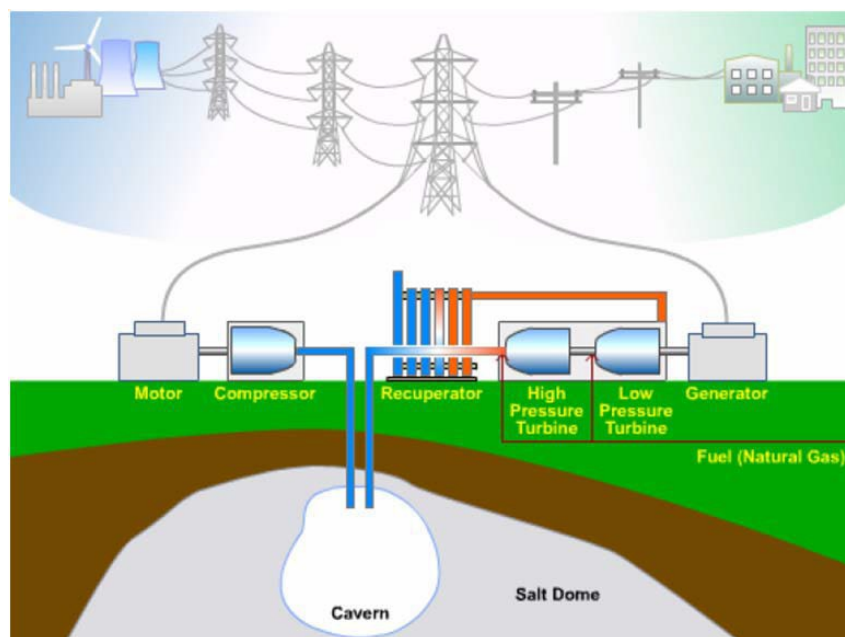


Figura 22 Schema semplificato di un sistema CAES con stoccaggio in caverna

Da notare come, in un impianto CAES, le fasi di compressione ed espansione sono differite temporalmente. Questo comporta due grossi vantaggi:

- la compressione avviene durante i periodi dove la domanda di energia ed il proprio prezzo di acquisto risultano essere bassi;
- nella fase di generazione è disponibile tutta la potenza dell'espansore, con un incremento rilevante dell'energia prodotta (non come nei normali impianti turbogas dove il consumo del compressore classicamente sfrutta i 2/3 della potenza prodotta).

Il concetto tecnologico di immagazzinamento dell'energia tramite aria compressa non è una realtà recente ma risale a più di 40 anni fa. Tale tecnica è stata seriamente indagata nel 1970 come mezzo

per soddisfare carichi e punte di richiesta di energia e soprattutto per mantenere un fattore di carico costante nel settore dell'energia nucleare.

La tecnologia, commercialmente disponibile dagli anni '70, ha recentemente visto un rinnovato interesse viste la continua crescita della quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili. La propria capacità di mitigare la variabilità di tale fonti, minimizzando in tal modo la necessità di modifiche alla rete elettrica di trasmissione e distribuzione, accanto anche alla capacità di riserva pronta, *black start* e regolazione della rete spiegano la ribadita attrazione verso tale sistema di accumulo energetico. Inoltre, la diffusa disponibilità, in molte aree del mondo, di formazioni geologiche potenzialmente adatte allo stoccaggio di aria compressa favoriscono ulteriormente il proprio potenziale sviluppo futuro.

4.2 Descrizione della tecnologia

L'energia accumulata sotto forma di aria compressa viene utilizzata in un ciclo termodinamico Brayton-Joule. Come già accennato, un sistema CAES si compone principalmente di:

- un compressore, azionato da un motore elettrico durante i periodi con bassa richiesta di energia;
- un sistema di accumulo di aria compressa, generalmente una caverna salina, caverna in roccia, acquifero profondo o serbatoi metallici;
- una camera di combustione, dove l'aria accumulata viene miscelata con gas naturale, e combusta;
- una turbina a gas, dove vengono fatti espandere i gas prodotti in camera di combustione.

La turbina è fisicamente separata dal compressore: i due componenti sono azionati in modo indipendente, disaccoppiando così temporalmente le fasi di compressione (consumo di energia) e di espansione (produzione di energia).

Una trattazione più ampia viene ripresa nel capitolo 9.

4.3 Valutazioni economiche

Le figure 23 e 24 riassumono il valore a rischio (VAR) dei costi di installazione, il LCOE (levelized cost of energy) in \$/MWh ed il costo livellato della capacità di esercizio in \$/kW-anno per varie tipologie di impianti CAES, in particolare un impianto micro-CAES con serbatoio artificiale e due impianti con serbatoio sotterraneo di diversa taglia. Le stime dei risultati includono anche i costi di processo e progetto oltre ai costi per le emissioni di ossidi di azoto (NOx). I costi inerenti ai lavori di posa, ai permessi e licenze particolari, agli studi di impatto ambientale, valutazioni geologiche non sono inclusi. Questi elementi di costo possono essere molto significativi.

Dal punto di vista operativo la tabella sottostante illustra le principali specifiche degli impianti in esame, stiamati operare per 365 cicli all'anno con una vita utile di 30 anni. Altre assunzioni economiche sono il costo del gas naturale pari a 3\$/MMBtu e un costo di acquisto dell'energia elettrica fuori picco (ovvero durante la fase di compressione) di 30 \$/MWh.

L'incertezza dei risultati è evidente dato il gran numero di variabili in gioco ma i dati presentati rispecchiano le ultime ricerche condotte.

Technology Type For Bulk Storage Application	CT-CAES (Below Ground)	CT-CAES (Above Ground)	CT-CAES (Above Ground)	CT-CAES (Above Ground)	BRAYTON-CAES (Below Ground)	BRAYTON-CAES (Below Ground)
Survey Year	2011	2011	2010	2011	2011	2011
System Size	50 MW	50 MW	50 MW	50 MW	103 MW	103 MW
Storage Capacity (Hours)	8-26	5	5	5	8-20	8-20
Supplier	\$12	\$12 - 2	\$0	\$12 - 1	\$9 - 1	\$9 - 2
DESIGN BASIS - General						
Minimum storage pressure for full generation capability - psia @ surface	~ 400-800	~ 400-800		~ 400-800	315	315
Maximum compression discharge pressure - psia @ surface	~ 1500-2000	~ 1500-2000		~ 1500-2000	515	515
Storage type - above or below ground	Salt Dome, Aquifer or Hard Rock	Above Ground		Above Ground	Shallow aquifer	Shallow aquifer
Unit Net Capacity - MW @ 95F ambient	50.0	50.0	50	50.0	103	103
Combustion Turbine Capacity - MW, if applicable	19.2	19.2	24	19.5	103	103
Air Expander(s) Total Net Capacity - MW	30.8	30.8	26	30.5		
CAES Energy Stored/Released/Generated based on 8 hrs generation (or 2 hours for above ground air storage) - MWh	304 / 400	124 / 250 (5 hours)	250, for a 5 hour storage plant	190 / 250 (5 hours)	823.8 MWh	826.5 MWh
More Storage - CAES Energy Stored/ Released/ Generated based on 20 hrs generation (or 4 hours for above ground air storage) - MWh	988 / 1300	N/A		N/A	2,059 MWh	2,066.2 MWh
Round Trip AC / AC Efficiency - %						
Energy Charge Ratio - kWh in/kWh out @ Full Load	0.70	0.45	0.8	0.70	0.74	0.74
Number of cycles / year	365	365	365	365	365	365
CAES Plant unit Net Heat Rate @ Full Load - Btu/kwh (LHV)	3,900	5,880	4,091	3,900	3,916	3,901
Total Compressors Power - MW. Compressors number are optimized to meet "smart" grid requirements.	19.0	Jan-00	23	Jan-00	76470 kW (based on 415 psia mean)	76150 kW (based on 415 psia mean)
Hours of Energy storage at Rated Capacity shown - hrs	8.0	5.0	5	5.0	8.0	8
More Storage - CAES Energy Stored/Released - kWh based on 20 hrs storage for underground	1,300,000	N/A		N/A	2,059,400	2,066,500
Storage Efficiency (Energy Generated/Energy Stored); Inverse of Energy Ratio - %	>90%	>90%	See Heat Rate and Energy Ratio	>90%	1.346	1.357
DESIGN BASIS - Site						
Design Summer Ambient T - °F	95F	95F		95F	60	60
Design Winter Ambient T - °F	Not Limited	Not Limited		Not Limited		
GENERAL - Timing						
Month \$ for Input Data	0	0	0	0		
Plant Life - yrs	40	40	35	40	40	40
Pre-construction Time - yrs						
TOTAL PLANT COST						
\$/kW	\$1,210	\$1,762	\$1,950	\$1,958	\$1,040	\$1,053
\$/kWh @ rated DOD	\$151	\$352	\$390	\$392	\$130	\$132
\$/kWh @ 100% DOD	\$151	\$352	\$390	\$392	\$130	\$132
TOTAL PLANT COST (More Storage)						
\$/Kw (20 or 26 hours underground storage)	\$1,359				\$1,129	\$1,142
\$/kWh @ rated DOD	N/A				N/A	N/A
\$/kWh @ 100% DOD	\$52				\$56	\$57
PLANT COST						
Power - \$/kW	\$1,078	\$1,188	\$1,131	\$1,078	\$921	\$934
Storage - \$/kWh @ 8 hours underground, varies above ground	\$17	\$115	\$164	\$176	\$15	\$15
Storage - \$/kWh @ 20 or 26 hours	\$11	N/A	N/A	N/A	\$10	\$10
Incremental Cost for each hour of storage - \$/kW-hour						
SYSTEM COSTS - Equipment & Install						
CAES Capital Costs						
Power Plant Cost Excluding Storage	\$49,000,000	\$54,000,000	\$58,550,000	\$49,000,000	\$58,118,850	\$57,855,350
BOP equipment and installation	included	included	included	included	\$35,215,740	\$35,337,150
Compressed Air Storage Cost	\$6,000,000	\$26,105,300	\$40,950,000	\$40,000,000	\$11,120,760	\$11,159,100
Total CAES Plant Cost	\$55,000,000	\$80,105,300	\$88,636,364	\$89,000,000	\$102,455,150	\$104,151,600
Total CAES Plant Cost w/ 10% Contingency of BOP and Storage	\$60,500,000	\$88,115,830	\$97,500,000	\$97,900,000	\$107,088,800	\$108,801,225
CAES TPC (\$/kW) (8 hours underground storage)	\$1,210	\$1,762	\$1,950	\$1,958	\$1,040	\$1,053
Capital Costs (More Storage)						
Power Plant Cost Excluding Storage	\$49,000,000				\$91,334,390	\$92,992,500
Compressed Air Storage Cost	\$12,750,000				\$19,461,330	\$19,528,425
Total CAES Plant Cost w/ 10% Contingency	\$67,925,000				\$116,263,427	\$118,007,483
CAES TPC (\$/kW) (20 or 26 hours underground storage)	\$1,359				\$1,129	\$1,142
Total Plant Cost (TPC)	\$60,500,000	\$88,115,830	\$97,500,000	\$97,900,000	\$107,088,800	\$108,801,225
OPERATING EXPENSES						
Fixed O&M - \$/kW-yr	\$3	\$3	\$4	\$3	\$5	\$5
Periodic Major Maintenance - \$/kW	\$90	\$90	\$90	\$90	\$90	\$90
Period between Major Maintenance - yrs	4	7	7	7	4	4
Variable O&M - \$/kWh (Charging or Discharging)	\$0.0030	\$0.0030	\$0.0040	\$0.0030	\$0.0035	\$0.0035

Figura 23 Esempio dei parametri economici inerenti a vari impianti CAES

Segue la figura 24 che illustra vari indicatori economici relativi alla tecnologia CAES.

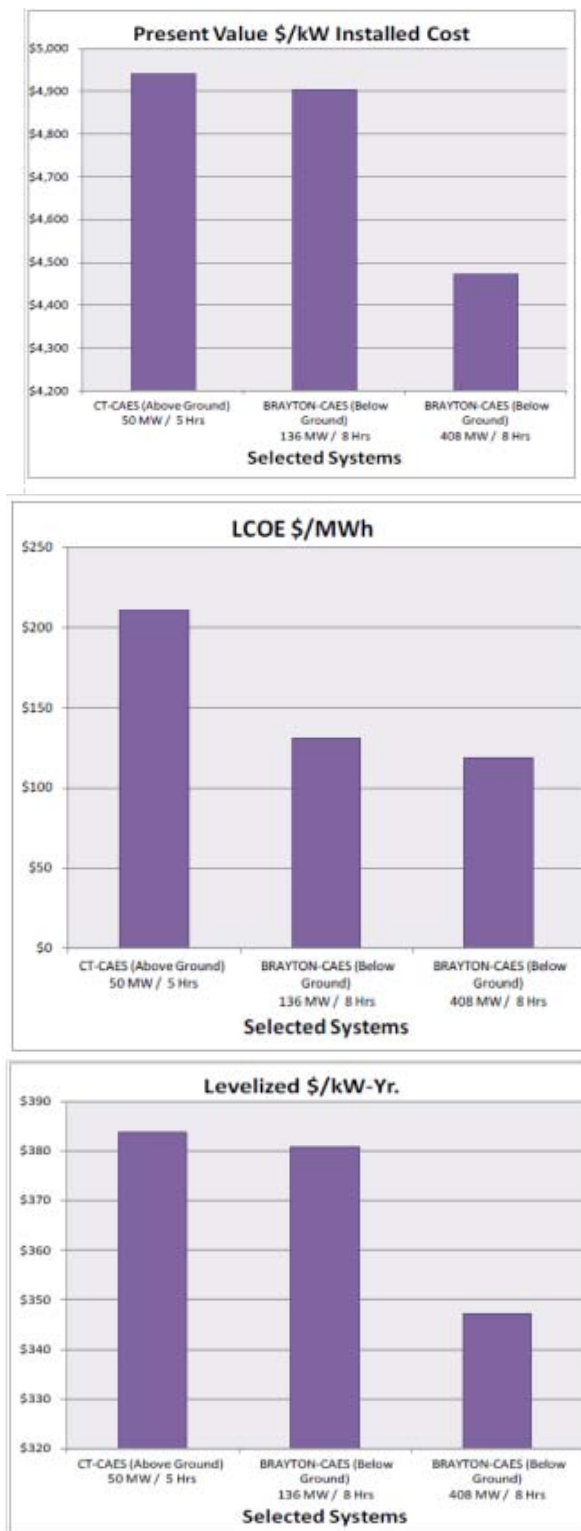


Figura 24 Indicatori economici per vari impianti CAES

5.1 Introduzione

I volani rappresentano il primo sistema di accumulo meccanico di energia scoperto dall'uomo. Nel passato, il meccanismo fu sviluppato per affiancare la produzione di vettovaglie o macinazione dei grani in farina, ma è sicuramente la Rivoluzione Industriale che introdusse questi sistemi di accumulo energetico per migliorare la produzione di energia elettrica.

Il loro ruolo principale consisteva, e consiste tutt'ora, nel modulare la fornitura di potenza meccanica. Essi consentono un'erogazione di potenza costante e continua sebbene la fonte che la produca sia di natura pulsante. Una delle prime applicazioni inerenti la produzione di energia elettrica fu la regolazione della potenza in uscita dei pistoni di motori a vapore che venivano accoppiati a generatori elettrici. Tutt'oggi, i volani meccanici vengono integrati ai sistemi di produzione di energia elettrica per migliorare la qualità della potenza prodotta.

Generalmente, pesanti volani in acciaio vengono accoppiati alla struttura di motori/generatori. Nel caso di fenomeni intermittenti o interruzioni nella fornitura di potenza che durano meno di un secondo, l'inerzia e il momento posseduto dal volano permettono di mantenere un desiderato output di potenza a una data frequenza.

Il concetto di usare i volani meccanici come sistemi indipendenti di accumulo di energia risale però solo agli anni 70'. Lo sviluppo in questo periodo di inverter e raddrizzatori efficienti che regolavano la frequenza, ha permesso di sfruttare una percentuale maggiore del momento posseduto da un volano con un'aumento conseguente delle prestazioni energetiche di quest'ultimo. Parallelamente, lo sviluppo avviato negli anni 70', di materiali compositi in fibra di carbonio e cuscinetti magnetici ha permesso di elevare la densità di energia di questi dispositivi, favorendo quindi la loro commercializzazione come sistemi indipendenti di accumulo di energia.

La penetrazione nel mercato elettrico, incoraggiata dalle ottime proprietà di regolazione della qualità dell'energia fornita e riserva pronta all'uso, è però ostacolata principalmente da un alto costo d'investimento iniziale.

5.2 Descrizione della tecnologia

Nella pratica, un volano costituente un sistema di accumulo assorbe energia elettrica per caricarsi, la immagazina sotto forma di energia cinetica rotazionale e quando è richiesta energia, la rilascia al carico secondo le specifiche richieste. Da notare come la potenza elettrica in ingresso può differire da quella in uscita nel proprio andamento temporale, frequenza o altre proprietà. L'elettronica in ingresso converte la potenza di input in un segnale appropriato per guidare un motore a velocità variabile. Il motore è accoppiato al volano, che immagazina l'energia in forma meccanica, accelerandolo quando accumula energia e rallentandolo quando fornisce energia al carico. La diminuzione di energia meccanica è quindi convertita in energia elettrica dal generatore. L'elettronica di uscita modula l'output del generatore nella forma più adatta alle specifiche del carico. Dato che spesso input e output di energia sono separati nel tempo, molti design combinano motore e generatore in un unico dispositivo e l'elettronica di ingresso e uscita in un unico modulo, per ridurre costo e peso.

Da un punto di vista concettuale, i volani accumulano energia sotto forma di momento angolare posseduto da una massa rotante, denominata rotore. L'energia fornita al rotore è immagazinata come energia cinetica di rotazione.

Teoricamente la quantità di energia cinetica immagazinata in una massa rotante è dato da:

—

Dove E è l'energia cinetica, I è il momento d'inerzia dell'oggetto rotante (funzione della geometria e massa dell'oggetto in esame ed espresso in massa \cdot lunghezza²), ω è la velocità di rotazione (espressa in radianti/tempo). Nel caso di cilindro cavo di raggio r , con tutta la massa concentrata sul bordo esterno, il momento d'inerzia risulta:

Dove M è la massa del disco ed r il proprio raggio. L'equazione mostra che per migliorare le prestazioni energetiche del volano è preferibile incrementare la velocità rispetto che aumentare la massa del rotore. Nella pratica, il dimensionamento di un volano è fortemente condizionato dalla resistenza del particolare materiale alle sollecitazioni causate dalle elevate velocità di rotazione del rotore. La resistenza alla trazione del materiale determina la velocità massima alla quale si può operare. La tensione σ che si sviluppa nel bordo del cilindro risulta essere:

dove ρ è la densità del materiale. La massima energia immagazzinabile è quindi:

— —

che dimostra come la massima energia immagazzinabile per un volano viene raggiunta quando il materiale costituente quest'ultimo presenta un'alta resistenza tensionale combinata ad una bassa densità. Proprio per tale motivo, i materiali compositi risultano i più adatti per tale scopo. Nella realtà operativa non è possibile sfruttare tutta l'energia teorica immagazzinata a causa della relazione che intercorre tra la coppia e la velocità rotazionale del sistema. Se la potenza associata al volano viene mantenuta costante, una diminuzione della velocità comporta una coppia più elevata. E' preferibile immagazzinare energia ad alte velocità. La limitazione sulla coppia esercitata dal sistema si traduce nell'avere un rapporto tra la velocità minima e massima non minore di 0.2. La tabella seguente illustra i principali materiali utilizzabili e disponibili in commercio che soddisfano i vincoli appena citati :

Materiale	Densità [kg · m ⁻³]	Resistenza tensionale [M N · m ⁻²]	Massima energia specificata teorica [W h · kg ⁻¹]
Acciaio (AISI 4340)	7800	1800	32
Lega di Alluminio (AlMnMg)	2700	600	31
Titanio	4500	1200	37
GFRP (Glass Fiber Reinforced Polymer)	2000	1600	111
CFRP (Carbon Fiber Reinforced Polymer)	1500	2400	222

Il profilo ed il materiale del rotore più idoneo vengono scelti in base a specifiche operative ed economiche.

5.3 Componenti e analisi della struttura

Ogni componente costituente il sistema volano è fondamentale per l'ottimo esercizio di quest'ultimo. Le parti costitutive principali sono:

- Rotore
- Cuscinetti
- Motore-Generatore
- Elettronica di potenza e strumenti di controllo
- Involucro esterno



Ogni componente sarà trattato individualmente per una descrizione concisa ma esauriente.

Figura 25 I componenti della struttura di un volano

Rotore

Come già accennato nel paragrafo precedente, il rotore costituisce il sistema di accumulo vero e proprio e conseguentemente è l'organo più importante del volano. Il proprio dimensionamento deve massimizzare l'energia immagazzinabile da un lato e minimizzare le perdite di energia dall'altro, garantendo nel contempo l'integrità strutturale del sistema complessivo.

Il design dei rotori possono essere classificati in due categorie: rotori ad alta o bassa velocità. La distinzione non è netta ma piuttosto arbitraria, però permette di tracciare delle distinzioni generali. I rotori a bassa velocità utilizzano generalmente pesanti dischi di acciaio ruotanti a velocità inferiori a 10000 rpm. La configurazione dell'albero può essere sia orizzontale che verticale. I cuscinetti sono solitamente di tipo meccanico ma versioni di cuscinetti magnetici possono essere utilizzate al fine di ridurre le perdite per frizione. Il cassone di contenimento è riempito d'aria o gas, come ad esempio l'elio, sempre al fine di ridurre i problemi di frizione.

I rotori ad alta velocità possono arrivare sino a 100000 rpm grazie a materiali compositi speciali che permettono elevate velocità di rotazione. Generalmente, l'albero ha una configurazione verticale. La figura sottostante mostra le dimensioni fisiche relative a diversi profili di sistemi a volano disponibili in commercio. Da notare che il profilo Satcon comprende anche un generatore.



Figura 26 Profili delle dimensioni di vari volani atti all'accumulo energetico

Dato che l'energia dipende quadraticamente dalla velocità angolare e dalla distanza della massa dall'asse di rotazione, si cerca di favorire questi due parametri cercando di contenere il peso complessivo. Questo perchè un aumento della massa del rotore richiede una forza di sostentamento più intensa, cosa che grava pesantemente sui cuscinetti.

La forma del rotore incide fortemente sulle prestazioni e viene scelta in base al campo applicativo del volano in esame. Il proprio dimensionamento è volto alla massimizzazione dell'energia immagazzinabile garantendo l'integrità strutturale dovuta a stress meccanici e termici.

Queste perdite di energia derivano dalla frizione tra il rotore e i componenti circostanti: cuscinetti e supporto del rotore stesso in primo luogo. Altre perdite a volte non trascurabili sono rappresentate da correnti magnetizzanti indotte nel generatore/rotore.

Le elevate forze centrifughe che si manifestano ad alta velocità provocano delle sollecitazioni molto elevate lungo la circonferenza del volano. Proprio per questo vengono utilizzati acciai ad alta resistenza o materiali composti in fibre di carbonio (CFRP, Carbon Fiber Reinforced Polymer), che hanno una resistenza alla trazione superiore a quella dell'acciaio e un peso inferiore di un ordine di grandezza. Una struttura molto utilizzata fa uso di un mozzo in alluminio che collega l'albero del rotore ad un anello più esterno in CFRP. In questo modo si sposta gran parte della massa verso l'esterno e si mantiene una struttura relativamente leggera e resistente. La parte in alluminio è però critica vista la bassa resistenza a trazione e i moti oscillatori introdotti dal mozzo stesso.

Cuscinetti

Il successo di un volano dipende principalmente dalla configurazione dei cuscinetti scelti per il supporto del rotore. Questi difatti sono responsabili dell'affidabilità del sistema a lungo termine e delle performance del dispositivo nei cicli di carica/scarica. La velocità del rotore risulta essere limitata non solo dal materiale costituente il rotore stesso, ma anche dalla frizione sui cuscinetti. Viste le specifiche di esercizio richieste, in questi ultimi anni i classici cuscinetti meccanici sono sostituiti da cuscinetti magnetici di ultima generazione. Quest'ultimi hanno molti vantaggi:

- attrito quasi nullo
- elevata affidabilità
- assenza di lubrificante
- velocità di esercizio molto elevate

L'assenza di lubrificante permette l'utilizzo di quest'ultimi in ambienti critici, come ad esempio in una camera a vuoto. Generalmente, i cuscinetti meccanici non sostituiscono completamente i cuscinetti magnetici ma bensì vengono utilizzati congiuntamente a quest'ultimi ma a diversi livelli di supporto. Il sostegno al rotore è evidentemente la parte più critica da questo punto di vista. Da evidenziare che i cuscinetti magnetici non eliminano completamente le perdite di energia. La geometria e la variazione del campo magnetico di quest'ultimi possono introdurre infatti dei fattori di perdita nella velocità del rotore.

Nei sistemi di accumulo indipendente, i principali cuscinetti magnetici utilizzati presentano tre diverse configurazioni:

1. Cuscinetti a magneti permanenti (PMB)
2. Cuscinetti a superconduttori (SMB)
3. Cuscinetti magnetici attivi (AMB)

I cuscinetti a magneti permanenti o PMB (Permanent Magnet Bearing) sono composti da materiali magnetizzati in modo permanente tendendo quindi a respingersi o ad attrarsi e vengono installati in modo da garantire stabilità radiale o assiale al rotore. La levitazione ottenuta mediante l'interazione di campi magnetici non è però sufficiente a garantire l'ottimo esercizio del sistema e conseguentemente vengono utilizzati in configurazione ibrida con gli AMB o SMB. Risultano però vantaggiosi per costo, consumo energetico (nullo), possibilità di miniaturizzazione e assenza di controllo attivo. E' molto comune l'utilizzo di PMB di tipo radiale repulsivo (in figura 27) essendo facilmente accoppiabili ad un SMB che garantisca la forza di sollevamento e la stabilità assiale. In

ogni caso, sono stati proposti anche altri design che prevedono l'utilizzo di PMB attrattivi che forniscono sia la forza di sostentamento (o gran parte di essa), sia la stabilità radiale (ma non quella assiale) ed evitano i fenomeni di smagnetizzazione dovuti alla repulsione.

I cuscinetti a superconduttori o SMB (Superconducting Magnetic Bearing) non utilizzano elettromagneti per la generazione di un campo magnetico, ma sfruttano l'effetto Meissner-Ochsenfeld che caratterizza i

superconduttori: quando un superconduttore viene posto in un campo magnetico esterno e raffreddato sotto la sua temperatura di transizione, il campo magnetico viene 'espulso' dal materiale (in realtà penetra molto poco, nell'ordine dei 100 nm). La sorgente del campo magnetico esterno è un magnete permanente e l'interazione tra quest'ultimo e il SMB risulta in una forza di repulsione. Le forze generate garantiscono sia stabilità assiale che radiale e il sollevamento di carichi notevoli. I superconduttori utilizzati nella pratica sono gli HTS (High Temperature Superconductor), ovvero materiali in grado di passare allo stato di superconduttore a temperature superiori a 30 K.

Generalmente viene utilizzato azoto liquido, con una temperatura di ebollizione di circa 77 K.

Il sistema criogenico risulta essere meno dispendioso in termini economici ed energetici. Il composto criogenico più utilizzato è l'YBCO ($\text{YBa}_2\text{Cu}_3\text{O}_7$, ossido di ittrio, bario e rame), che ha una temperatura critica di 93 K.

L'HTS viene tipicamente ubicato sotto al rotore nella cosiddetta configurazione assiale (in figura). La configurazione radiale prevede invece che l'HTS sia posizionato in un cilindro cavo solidale allo statore, attorno al quale ruota il rotore con i relativi magneti permanenti.

I cuscinetti magnetici attivi o AMB (Active Magnetic Bearing) sono composti da uno o più elettromagneti, una parte ferromagnetica solidale al rotore, sensori di spostamento

e un circuito di controllo. Il rotore deve essere

costituito da un materiale ferromagnetico in

quanto gli elettromagneti posizionati sui lati adiacenti attraggono quest'ultimo generando una

forza totale pari alla somma delle forze esercitate dai singoli AMB. La posizione relativa tra i due componenti viene misurata da sensori di posizione viste le vibrazioni instabili prodotte dal rotore a velocità elevate. Dai dati ottenuti, un sistema di controllo inietta una corrente adeguata nelle bobine degli elettromagneti in modo da garantire la stabilità assiale e radiale del rotore.

La configurazione degli AMB più comune è di tipo radiale vista l'elevata stabilità di esercizio.

Questi magneti non vengono però utilizzati spesso visto il consumo di energia significativo e la complessità del sistema. Il loro campo di applicazione si presta ai volani di grossa taglia, vista l'ottima attenuazione delle vibrazioni prodotte dal rotore rispetto alle altre configurazioni di cuscinetti.

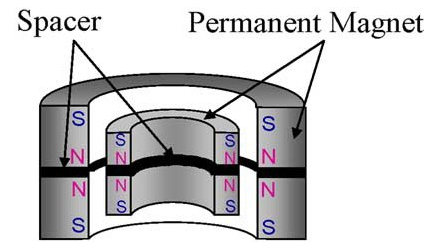


Figura 27 PMB di tipo radiale repulsivo

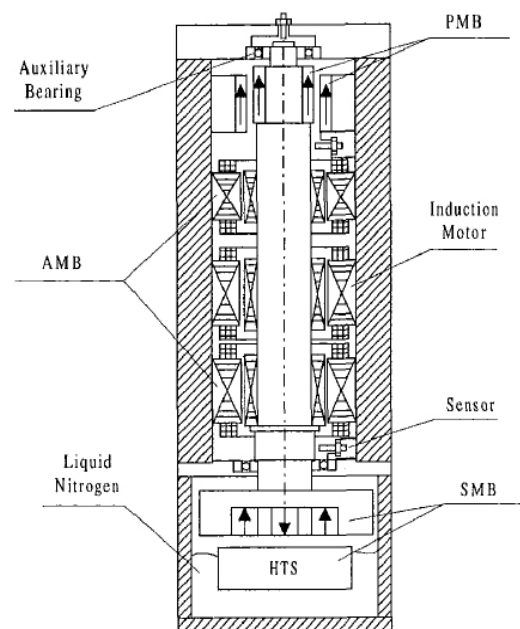


Figura 27 Figure 28 Batteria a volano che utilizza un SMB di tipo 'assiale'

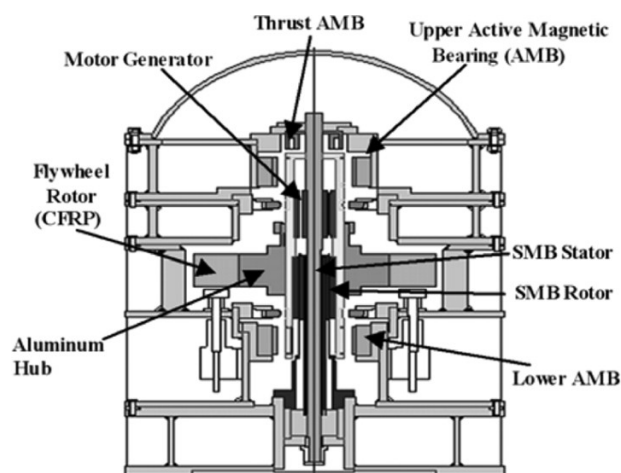


Figura 28 Batteria a volano che utilizza un SMB di tipo 'radiale'

Motore / Generatore

Il motore assorbe l'energia elettrica in entrata e la converte in energia meccanica rotazionale disponibile per il rotore durante la fase di carica, mentre il generatore inverte il processo durante la fase di scarica. Generalmente, nei moderni volani è presente una singola macchina elettrica per provvedere ad entrambe le funzioni. L'accoppiamento è generalmente di tipo radiale, dove il rotore dell'alternatore è fissato direttamente sull'albero del volano, oppure di tipo assiale, configurazione frequente nelle batterie a volano di ridotte dimensioni.

I volani operano in una camera presurizzata che generalmente garantisce il vuoto spinto (il tema sarà trattato successivamente nella parte "involucro esterno"), e conseguentemente l'uso di spazzole o contatti striscianti non è permesso. L'ambiente infatti risulta fortemente ionizzabile con potenziale sviluppo di archi elettrici vicino ai contatti elettrici. L'uso di motori a corrente continua con commutatore rotante non è quindi permesso.

Tra le varie configurazioni possibili, il motore asincrono viene utilizzato di rado sebbene presenti notevoli vantaggi economici. Le perdite sul rotore risultano infatti troppo penalizzanti. Oltre a questo aspetto, le elevate velocità raggiunte dal rotore del volano generano molto calore che non viene smaltito efficacemente. Le alte velocità di esercizio comportano anche un complesso sistema di controllo (generalmente sulla frequenza) e i possibili elevati indici dello *slip* comportano perdite che penalizzano notevolmente l'efficienza di esercizio.

Negli ultimi anni si è rivolta particolare attenzione al motore sincrono a magneti permanenti, PMSM, che viene utilizzato sempre più spesso in applicazioni dove è prioritario avere basse perdite di esercizio. Risulta infatti la macchina elettrica più utilizzata nelle batterie a volano nell'ultimo decennio. Presenta una struttura piuttosto semplice, rimpiazzando gli avvolgimenti sul rotore con magneti permanenti ad alta densità di flusso, i quali generano il campo magnetico che interagisce con quello prodotto dagli avvolgimenti sullo statore. Proprio per questo motivo le perdite sul rotore sono praticamente nulle. Inoltre, non avendo sul rotore avvolgimenti che devono essere energizzati dall'esterno, il suo funzionamento da generatore è perfettamente simmetrico a quello da motore, garantendo un'ottima qualità della potenza in uscita. Anche per questo, il controllo di velocità risulta essere particolarmente semplice, dato che il campo magnetico del rotore è costante al variare di coppia, velocità e posizione rispetto allo statore, a differenza del motore a induzione.

Il costo del sistema ovviamente aumenta notevolmente ed i magneti possono essere soggetti a fenomeni di smagnetizzazione parziale in casi di alte temperature di esercizio. E' quindi necessario un buon sistema di raffreddamento e controllo per prevenire la macchina da spiacevoli malfunzionamenti.

Elettronica di potenza e strumenti di controllo

L'input/output del motore/generatore viene ottimizzato in termini qualitativi grazie ad un convertitore statico di potenza bidirezionale, spesso costituito da un ponte trifase di interruttori a semiconduttore. Quest'ultimo è generalmente composto da un inverter controllato mediante modulazione di larghezza di impulso (PWM, Pulse Width Modulation). L'inverter è gestito da un circuito di controllo che permette di ottenere il funzionamento della macchina elettrica come motore o generatore a seconda della necessità. Se l'alimentazione è di tipo trifase, occorre utilizzare un'altro convertitore bidirezionale che funzioni da rettificatore quando necessario, funzionante anch'esso con la tecnica PWM. Il segnale rettificato viene stabilizzato per mezzo di un condensatore. Il rettificatore permette di prelevare/fornire potenza attiva e reattiva da/alla rete esterna a cui è collegata la batteria a volano, mantenendo un profilo sinusoidale delle correnti. Questo assicura in particolare il prelievo di energia con un fattore di potenza unitario.

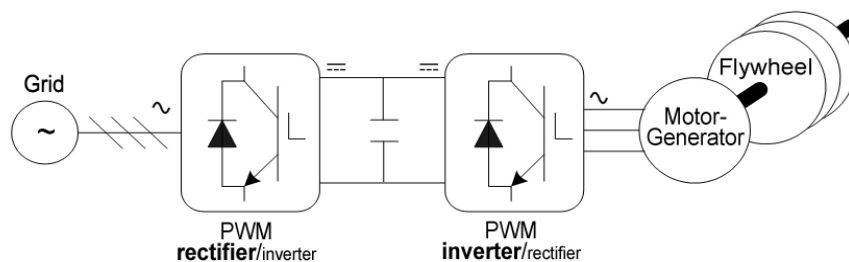


Figura 29 Schema a blocchi dell'elettronica di potenza

I circuiti di controllo dei due convertitori sono differenti tra loro, essendone differenti vincoli e requisiti. L'inverter deve poter operare un controllo di velocità sul motore, variando la corrente negli avvolgimenti dello statore per permettere la generazione della coppia motrice desiderata. Questo viene effettuato attraverso un controllo in retroazione (sulle correnti statoriche, velocità del volano e la propria posizione). Il rettificatore, invece, opera a frequenza fissa e in fase con la rete in ingresso. E' però in grado di simulare il comportamento di induttori e condensatori. E' quindi evidente come sia possibile prelevare/erogare potenza attiva o reattiva da/verso la rete. Le batterie a volano richiedono quindi controlli e strumentazione molto precise. Le variabili monitorate sono spesso la velocità del rotore, il proprio allineamento e la temperatura di esercizio. Esistono sistemi che misurano anche la deformazione del rotore nel tempo per scongiurare malfunzionamenti potenzialmente pericolosi.

Involucro esterno

Il rivestimento del volano deve garantire in primo luogo sicurezza e performance di esercizio. Generalmente l'involucro è formato da un spesso strato di acciaio circondante tutti i componenti del volano. La copertura deve proteggere operatori e ambiente circostante da potenziali frammenti di rotore che, originati da fratture precedenti, potrebbero staccarsi viste le elevate velocità di rotazione. Tale guasto di esercizio risulta il più comune. Sebbene l'involucro protegga l'ambiente circostante, spesso il guasto danneggia i componenti interni anche se attualmente esistono sistemi di controllo che prevenono danneggiamenti catastrofici.

Vi sono versioni di involucri esterni che prevedono un sistema di contenimento: essi vengono utilizzati quando si vogliono raggiungere elevate prestazioni di esercizio. Il contenimento deve garantire una tenuta ottimale, dato che è posto generalmente sotto vuoto o riempito di un gas che riduce le perdite per attrito, come l'elio.

Da evidenziare come l'involucro esterno possa essere sede di correnti indotte generate dalla variazione del campo magnetico prodotto dal rotore. La figura sottostante illustra un volano con un caratteristico sistema di rivestimento esterno.

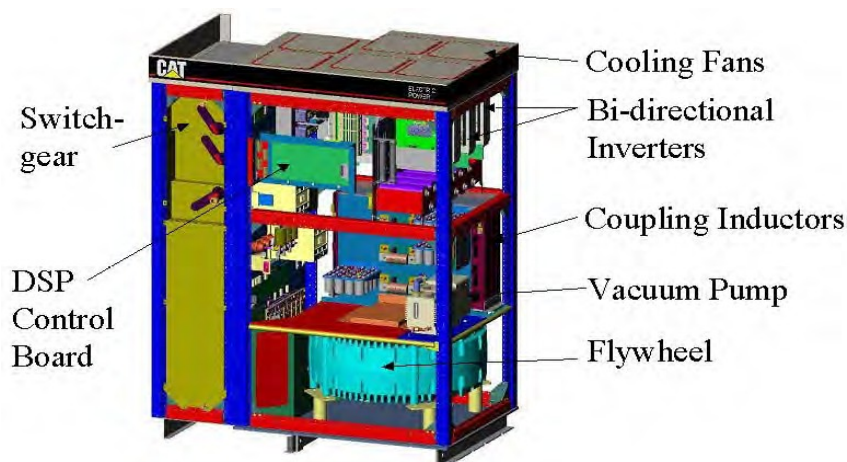


Figura 30 Involucro esterno di un abatteria a volano

5.3 Performance e limitazioni di esercizio

Una lista esaustiva dei vantaggi/svantaggi rappresentati dai volani è sintetizzata nella tabella seguente:

<i>VANTAGGI</i>	<i>SVANTAGGI</i>
Potenza ed energia sono variabili distinte	Perdite durevoli e complesse nei cuscinetti
Veloce risposta di potenza	Stress meccanico del rotore
Alta energia specifica	Limiti dei materiali costituenti il rotore
Elevati cicli di carica/scarica e vita utile	Potenziati guasti pericolosi
Elevata efficienza di esercizio	Relative alte perdite parassite ed intrinseche
Bassi tempi di carica	Bassi tempi di scarica

Come già evidenziato in precedenza, l'energia immagazinabile in una batteria a volano dipende dalla massa e velocità rotazionale del rotore. La massima potenza nominale invece, è determinata dalle specifiche della macchina elettrica connessa al rotore. L'ottimizzazione delle due variabili può venire quindi condotto in maniera separata e per lo più indipendente.

Le combinazioni in termini di energia accumulabile e potenza in output sono molteplici. I rotori a bassa velocità sono caratterizzati da un'elevata potenza in uscita mentre i rotori ad alta velocità possono offrire sia elevate potenze che energia accumulabile. Le taglie generalmente possono variare da 100 a 2000 kW con tempi di risposta molto brevi, nell'ordine di 5 millisecondi o inferiori. I tempi di scarica possono andare da alcuni secondi sino a 1 ora. Il più grande volano è stato costruito da JAERI (Japan Atomic Energy Research Institute) utilizzato per aiutare la ricerca nel campo della fusione nucleare: è un volano in acciaio con una potenza nominale in uscita di 340 MW e cicli di lavoro della durata di 30 secondi.

Nell'ambito dei sistemi di accumulo di energia, le batterie a volano che meglio si prestano alle performance operative sono i volani ad alta velocità rotazionale. Questi volani utilizzano tipicamente materiali compositi per il rotore, vuoto spinto nell'involucro di contenimento e

cuscinetti magnetici. Le massime velocità rotazionali al bordo del rotore attualmente raggiungibili si aggirano sui 2000 m/s.

Tipicamente tali sistemi di accumulo riescono accumulare dai 0.5 alle 10 kWh. Da notare come un sistema da 0.5 kWh può avere un rotore piccolo e velocità intorno ai 100,000rpm mentre un sistema da 6 kWh ha un rotore più pesante ma ruotante a soli 20,000rpm. Da evidenziare come i volani abbiano una densità di potenza che è dalle 5 alle 10 volte superiore di quella delle batterie elettrochimiche, il che significa che necessitano di meno spazio per una data quantità di potenza, ma sono fisicamente limitati dai kWh immagazzinabili. Generalmente, si supera questo vincolo collegando insieme più moduli di batterie a volano.

L'efficienza di esercizio è molto elevata, dal 70% a più del 90%, dipendente dal design scelto. Le perdite di esercizio possono essere significative come accennato in precedenza, mentre le perdite intrinseche, dette di stand-by, sono le perdite connesse al mantenimento di un alto livello di carica durante la modalità "di attesa" del dispositivo. Tali perdite sono basse, nell'ordine dell'1-3% della potenza nominale in uscita ma comunque non eliminabili. Il compromesso tra perdite parassite ed intrinseche è da sempre materia di ricerca e sviluppo.

La vita utile di una batteria a volano risulta generalmente elevata, 20 anni circa, soprattutto se relazionata ad altre tecnologie di accumulo. Essa dipende dal numero di cicli di carica/scarica e della frequenza di quest'ultimi. Molti costruttori stamano cicli di vita che superano i 100,000 cicli completi. I guasti più frequenti riguardano il rotore, sottoposto a fatica e soggetto a possibili fratture propagabili attraverso il rotore stesso durante i frequenti cicli di lavoro. I cicli di carica/scarica sono nell'ordine dei secondi e comparabili tra loro. Generalmente, quest'ultimi sono dettati dal sistema di controllo attraverso un sistema di feedback negativo. Le variabili di controllo, come ad esempio voltaggio o frequenza, dipendono dal particolare campo di applicazione del volano in esame.

Applicazioni adibite alla regolazione, alla stabilizzazione del voltaggio o sistema di energia pronto all'uso rendono la distinzione tra volani ad alta o bassa velocità alquanto superflua.

Il campo operativo della batteria a volano determina l'interfaccia del sistema elettrico connesso al rotore. Quest'ultimo è poi dimensionato sulla velocità rotazionale, il carico elettrico (AC o DC), il tempo di risposta, il tipo di connessione (serie o parallelo) e la necessità di elevata potenza o energia di accumulo. I campi applicativi di un volano sono ampi ed attualmente in fase di sviluppo. Vista la breve durata di scarica non sono adatti ad un supporto della rete elettrica in grande scala, che richiederebbe elevati MWh accumulabili, ma sono adatti alle applicazioni inerenti la qualità di potenza, regolazione di frequenza, supporto UPS (Uninterruptible Power Supply). Un altro importante campo applicativo riguarda l'appoggio ai parchi eolici o fotovoltaici in termini di regolazione e qualità di servizio. L'elevata velocità di risposta delle batterie a volano è in grado di mitigare la natura intermittente di tali fonti e quindi ridurre le fluttuazioni di voltaggio, frequenza e potenza che caratterizzano le fonti rinnovabili non programmabili. Dalle ultime ricerche condotte, i servizi offerti dalle batterie a volano hanno vantaggi anche in termini ambientali, riducendo l'entrata in servizio o il ramping delle centrali termoelettriche diminuendo conseguentemente le emissioni in atmosfera. Altro vantaggio delle batterie a volano rispetto altre tecnologie di accumulo è la lettura dello stato di carica (SOC) determinato attraverso una semplice misurazione della velocità angolare del rotore.

Ad inizio 2011, la totale capacità di accumulo installata nel mondo ammonta a circa 95 MW. Tale dato è abbastanza non affidabile visto i numerosi progetti iniziati negli anni 2012-2013 ma dà comunque un'idea dello stato attuale della tecnologia. Tra le varie stazioni in esercizio, è interessante riportare la stazione sviluppata dalla ditta Beacon Power, costata 43 milioni di dollari, con una capacità cumulativa di 20 MW e con funzioni di regolazione di frequenza. L'impianto è situato in Stephentown, New York, è entrato in servizio nel Gennaio 2011 e continua a fornire servizi di regolazione della griglia per il gestore di rete locale. I 200 volani dello stabilimento, costituito da volani alti due metri di altezza e con rivestimento che garantisce il vuoto spinto, iniettano e assorbono potenza per alcuni secondi o minuti per mantenere una frequenza costante

secondo le norme ISO. Essi sostituiscono impianti di gas naturale che altrimenti entrerebbero in funzione.

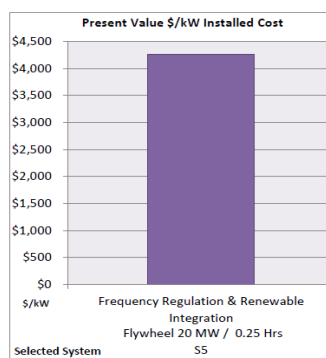


Figura 31 Veduta dell'impianto di Stephentown, New York.

In accordo ai test condotti sul campo, ogni modulo da 1 MW è in grado di fornire una regolazione di frequenza che è dal doppio al triplo migliore rispetto alla regolazione dei generatori ubicati in New England.

5.4 Valutazioni economiche

L'analisi dei costi del ciclo di vita di una batteria a volano è illustrato in Figura 33. Lo studio è condotto sulla base di 15,000 cicli all'anno, una capacità totale di 20 MW, efficienza dell'85%, vita utile di 15 anni un costo di sostituzione dei componenti pari a \$ 290 per kW ogni 5 anni.



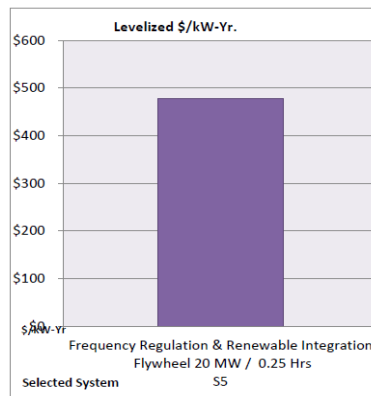
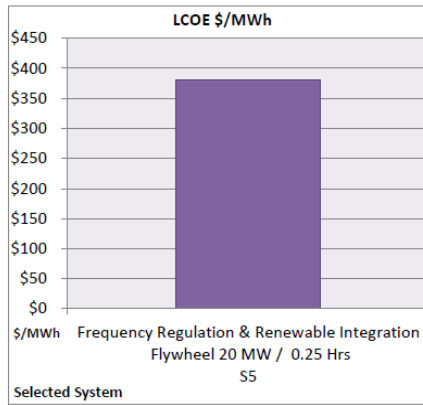


Figura 32 Indicatori economici per una batteria a volano

6.1 Introduzione

Gli accumulatori elettrochimici, noti anche come batterie o pile secondarie, costituiscono la tecnologia più convenzionale per l'accumulo di energia elettrica. Essi sono una sottocategoria dei generatori stazionari di forza elettromotrice, che comprendono anche le pile primarie (le comuni pile) e le celle a combustibile. Il principio di funzionamento di una batteria elettrochimica non è molto differente rispetto quello di una fuel cell o pile comune, in quanto la struttura consiste in due elettrodi, ognuno dei quali è interessato da una reazione di ossidoriduzione, separata da una membrana permeabile agli ioni.

A differenza di una fuel cell, le batterie elettrochimiche sono caratterizzate dalla presenza all'interno della cella sia dei reagenti che dei prodotti. Questo rappresenta un notevole vantaggio in quanto il sistema di accumulo non presenta tutti gli apparati ausiliari per il suo funzionamento. A differenza delle pile primarie invece, le pile secondarie sono ricaricabili, ovvero il processo di trasformazione diretta dell'energia chimica in energia elettrica è reversibile.

Le batterie sono costituite dalla combinazione, in serie e/o parallelo, di un certo numero di accumulatori elettrochimici. Quando una batteria è collegata ad un carico elettrico, l'elettrodo positivo (catodo) si riduce, acquistando elettroni, invece l'elettrodo negativo (anodo) si ossida, cedendo elettroni, mentre all'interno dell'elettrolita gli ioni positivi si muovono verso il catodo e gli ioni negativi verso l'anodo. Durante il processo di carica i moti degli ioni si invertono e gli elettrodi recuperano gradualmente il loro stato di ossidazione iniziale. Il carattere ossidante o riducente di una sostanza non è definito in maniera assoluta ma dipende dal partner di reazione. La reazione è condizionata dai potenziali standard di reazione delle due specie e detta il carattere ossidante o riducente di una specie chimica verso l'altra. La reazione di ossidoriduzione è caratterizzata da un flusso di elettroni, i quali possono essere incanalati in un circuito esterno attraverso un conduttore, ottenendo una corrente elettrica con un potenziale che dipende dalle specie chimiche tra cui avviene la reazione. Applicando un campo elettrico dall'esterno è possibile invertire il percorso degli elettroni ed il verso della reazione, trasformando quindi l'energia elettrica in energia chimica (elettrolisi), rendendola disponibile al momento opportuno.

Esistono numerose tipologie di celle elettrochimiche, che si differenziano per le specie chimiche che partecipano alla reazione, ma sono tutte caratterizzate dalla stessa struttura base: due semicelle, ciascuna composta da un elettrodo metallico e immerso in una soluzione elettrolitica, che spesso contiene ioni dello stesso metallo, e separate da un setto poroso che consente il passaggio di ioni impedendo il mescolamento delle soluzioni.

Il comportamento reale dei generatori elettrochimici differisce però da quello ideale. Oltre alle reazioni di ossidoriduzione relazionate allo sviluppo di corrente elettrica, esistono delle reazioni "parassite" che ostacolano il funzionamento del generatore. Una delle più note reazioni parassite è la reazione di gassificazione che si ha nella fase finale della ricarica per gli accumulatori con elettrolita acquoso (piombo/acido, nichel/cadmio, nichel/metalli idruri). Al superamento della tensione di gassificazione, si avvia la reazione di elettrolisi dell'acqua con formazione di idrogeno all'elettrodo negativo e ossigeno al positivo, diminuendo quindi il rendimento di ricarica dell'accumulatore e producendo gas che possono formare miscele potenzialmente pericolose.

Anche l'autoscarica di una batteria, ovvero la scarica che avviene quando l'accumulatore è a riposo, è dovuta alle varie reazioni parassite che consumano lentamente le cariche presenti e portano nel tempo alla scarica completa. L'entità dell'autoscarica dipende dalla tipologia di accumulatore elettrochimico, temperature di esercizio e anzianità della batteria. L'autoscarica aumenta all'aumentare della temperatura.

Come già accennato, il materiale impiegato per realizzare gli elettrodi e il tipo di elettrolita individuano la coppia elettrochimica con cui viene normalmente denominato un accumulatore.

Nella tabella sottostante viene presentato un confronto tra le principali coppie elettrochimiche in relazione alle loro più importanti caratteristiche.

Categoria	Coppia elettrochimica	Costruttori Sviluppatori	Stadio di sviluppo	Energia specifica		Efficienza conversione	Apparato di gestione	Rischi sicurezza	Costo materie prime
				Wh/kg	Wh/l				
Temperatura Ambiente Elettrolita acquoso	Piombo acido Pb	a livello mondiale	industriale consolidato	30	80	75%	normalmente non usato	accettati	medio basso
	Nichel-Cadmio Ni-Cd	a livello mondiale	industriale consolidato	50	60	60%	normalmente non usato	accettati	medio
	Nichel-Idr. Met Ni-MH	a livello mondiale	industriale consolidato	60	65	70%	controllo della carica	accettati	alto
	Nichel-Zinco Ni-Zn	a livello pre-indust.	limitato	70	70	60%	controllo della carica	accettati	medio
Litio	Li-Ioni	a livello mondiale	industriale su taglie piccole	150	200	90%	complesso	(instabilità termica)	molto alto
	Li-Ion Polimeri	a livello mondiale	industriale su taglie piccole	130	180	90%	complesso	limitati	molto alto
	Li-Metal	a livello preindustr.	sviluppo	180	150	90%	molto complesso	presenti	molto alto
	Li-Metal	Canada	avviata ma interrotta	120	120	88%	molto complesso	presenti	molto alto
Celle alta temperatura	Sodio-Zolfo Na-S	Giappone	industriale limitato	120	140	85%	complesso	presenti	medio
	Sodio-Clor. Met Na-NiCl ₂	Svizzera	industriale limitato	120	120	85%	complesso	limitati	medio

Figura 33 Caratteristiche tecniche di varie batterie elettrochimiche

Gli accumulatori elettrochimici si distinguono, inoltre, nelle tre seguenti categorie:

- stazionari: sono gli accumulatori destinati ai sistemi di generazione distribuita a tutte le applicazioni di sicurezza ed emergenza;
- per trazione: sono gli accumulatori destinati alla propulsione di veicoli elettrici;
- per avviamento: sono le comuni batterie installate sui veicoli e destinate all'avviamento del motore a scoppio e a tutti quei servizi ausiliari dove si richiede energia elettrica.

In questa trattazione vengono descritte le performance e peculiarità di varie tipologie di batterie elettrochimiche volte alle applicazioni stazionarie. Il vero vantaggio che interessa gli accumulatori elettrochimici è rappresentato dalla loro modularità e flessibilità di esercizio, che porta un loro significativo appoggio a tutti i livelli della rete elettrica, dalla generazione (sopprimendo le fluttuazioni classiche di quest'ultima), passando per la trasmissione e distribuzione (controllo di frequenza, power quality e riserva pronta) sino all'utenza finale (Demand Side Management), come illustrato nella figura seguente.

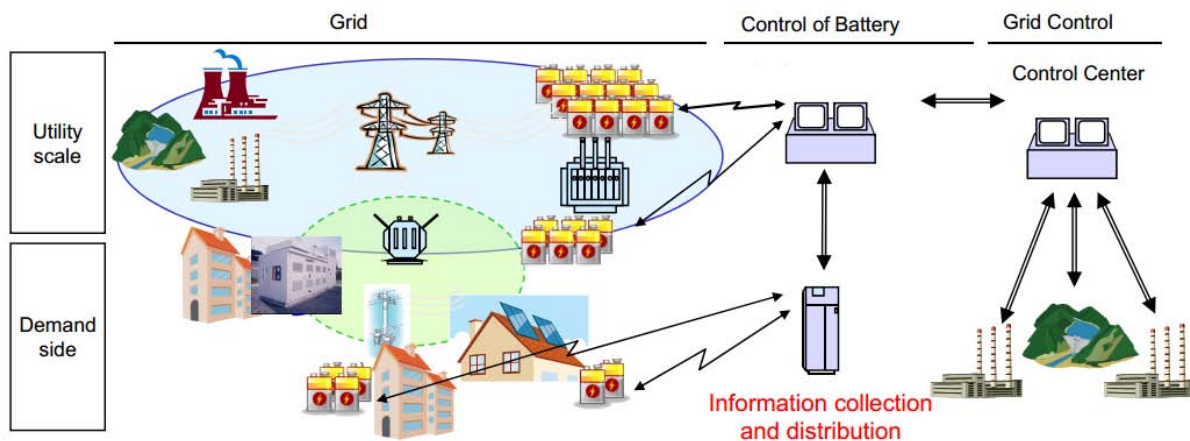


Figura 34 Il potenziale ruolo delle batterie elettrochimiche entro i vari livelli della rete

Tramite un controllo intelligente della tecnologia, le peculiarità di essere pronte all'uso (*Plug&Play*) e dotate di una maturità ormai standardizzata, la potenziale penetrazione degli accumulatori elettrochimici sta suscitando l'interesse di molti Paesi, U.S.A e Giappone in primo luogo.

6.2 Variabili caratteristiche

I sistemi di accumulo sono caratterizzati da una serie di grandezze che ne descrivono il comportamento in termini quantitativi, necessarie per confrontare tecnologie di tipo diverso. I più comuni dati di targa sono:

- La *capacità nominale*: espressa in Ah, è la quantità di carica elettrica che può essere estratta dal sistema durante la scarica. Nella maggior parte degli accumulatori elettrochimici questo parametro non è univoco ma dipende dal valore della corrente di scarica e dalla temperatura ambiente di lavoro. La capacità nominale, dunque, è la capacità corrispondente ad un particolare regime di scarica sufficientemente rappresentativo del regime di lavoro cui la batteria è destinata e ad una temperatura di riferimento (tipicamente 25 °C). In molti accumulatori è possibile ricavare, dalla curva di Peukert, la funzione che mette in relazione la capacità estraibile dall'accumulatore, ad una temperatura di riferimento, e la corrente di scarica. La curva di Peukert mette in relazione il tempo che la tensione ai morsetti di una batteria impiega per raggiungere un valore minimo (tensione di fine scarica) in una scarica a corrente costante con la corrente di scarica stessa. Tale curva può essere ritenuta valida per tutti gli accumulatori con elettrolita acquoso (piombo/acido, nichel/idruri metallici, nichel/cadmio, batteria Redox al vanadio) ed è espressa dalla seguente equazione:

dove: I corrente di scarica [A];
 T durata della scarica con la corrente I [h];
 n esponente caratteristico della batterie in esame ;
 K coefficiente costante.

Tale relazione, con opportune rielaborazioni algebriche, permette di determinare la capacità della batteria in funzione della corrente con cui viene scaricata, per una data temperatura ambiente e tensione di fine scarica.

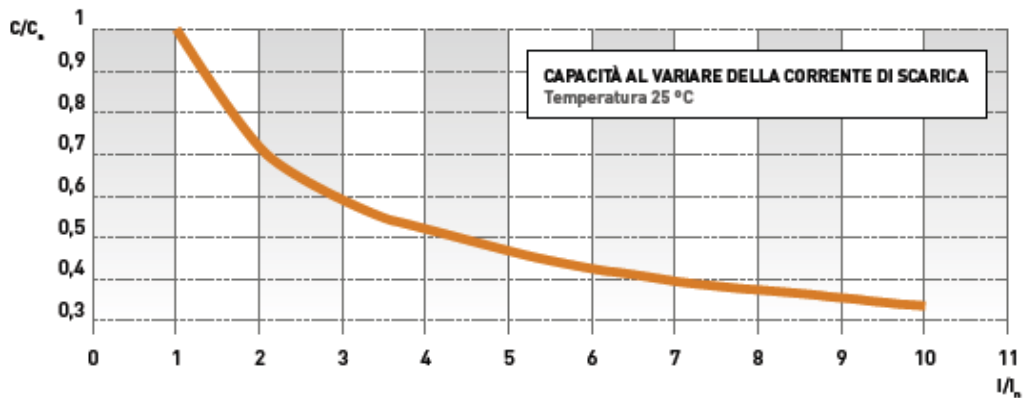


Figure 1 Capacità in funzione del regime di scarica

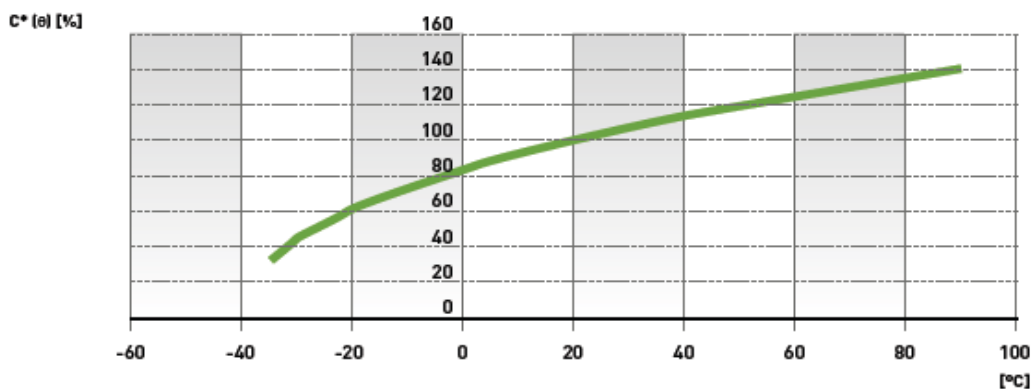


Figure 2 Capacità in funzione della temperatura

L'energia, espressa in Wh, è l'energia che il sistema fornisce durante la scarica, partendo da una condizione di piena carica fino alla scarica completa, ed è data dal prodotto della capacità per la tensione dell'accumulatore. Anche questo parametro dipende dalle condizioni operative.

- *caratteristiche di ricaricabilità*: entro tale campo di riferimento è importante riportare il cosiddetto “effetto memoria” caratterizzante soprattutto le pile NiCd e NiMH. Esso è caratterizzato dalla riduzione della capacità della batteria quando è sottoposta a ripetuti cicli di carica/scarica non profonda. Se una batteria viene ripetutamente caricata prima che sia completamente scarica, essa dimentica di avere ulteriore capacità energetica in aggiunta a quella fino a quel momento erogata. In altre parole, se partendo da una batteria completamente carica si utilizza solo il 70% della sua capacità energetica e successivamente si passa alla ricarica, il dispositivo elettrochimico diventa inconsapevole del 30% di potenzialità energetica rimasta che diventa, quindi, inutilizzabile. Il problema che accompagna l'effetto memoria è la formazione di cristalli che, crescendo e riducendo l'area superficiale operativa della batteria, riducono la tensione e le prestazioni di quest'ultima. Altri importanti indici di ricaricabilità sono:
 - ✓ Stato di carica (*SOC -State of Charge*): rappresenta l'ammontare della capacità immagazzinata all'interno della batteria nell'istante considerato e viene espressa in termini percentuali rispetto alla capacità nominale della stessa. I metodi per la propria misurazione sono molteplici: tramite misura diretta (si scarica la batteria a corrente costante. Non è utile in quanto in genere si vuole conoscere lo stato di carica senza scaricare la batteria. Inoltre, la corrente non è mai costante durante la scarica

ma tende a diminuire), tramite misura della gravità specifica (si utilizza per le batterie al Pb e si basa sulla misura della variazione del peso specifico della soluzione elettrolitica al consumarsi dell'acido solforico attraverso opportuni sensori), stima basata sulla tensione (non utilizzabile per le batterie al litio in cui la tensione diminuisce molto poco durante la scarica mentre è ottima per le batterie al Pb che hanno un andamento lineare molto marcato) o una stima basata sulla corrente.

- ✓ Profondità di scarica (*DoD – Depth of Discharge*): rappresenta la percentuale della capacità della cella che viene erogata durante una scarica e viene espressa in termini percentuali rispetto alla capacità nominale.
- ✓ *FADE*: percentuale della capacità della cella che viene persa durante la vita. E' espressa come percentuale della capacità nominale. E' determinata da due contributi: la degradazione legata unicamente al tempo trascorso (Calendar) ed la degradazione legata al numero di cicli di carica/scarica effettuati nell'arco della vita (Cycling).
- ✓ *C-rate*: la corrente di scarica è spesso espressa come C-rate; si normalizza tale valore in riferimento alla capacità della batteria, che spesso è molto diversa tra le varie configurazioni. Un C-rate è una misura della velocità alla quale una batteria si scarica in relazione alla sua capacità massima. Ad esempio, se la capacità è di 40 Ah, una corrente di 4 A può essere espresso come 0,1 C.

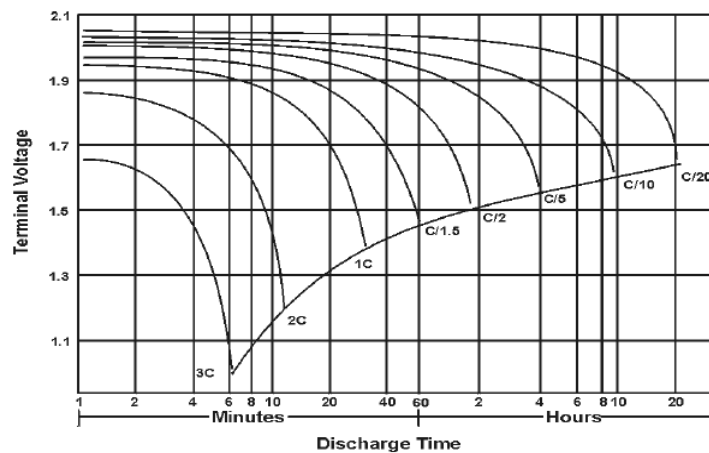


Figure 3 C-rate VS tempo di scarica

- La *potenza*: la potenza erogabile da un accumulatore elettrochimico non può essere definita in modo univoco, poiché dipende dal carico applicato, ma è utile per ciascuna batteria definire una potenza nominale, ovvero la potenza corrispondente al regime di scarica sufficientemente rappresentativo delle condizioni operative, e la potenza di picco ai 30 secondi, definita come la potenza che l'accumulatore è in grado di sostenere per 30 secondi con un valore DoD dell'80% (cioè a batteria quasi scarica). Altro parametro significativo, soprattutto nell'ambito della trazione elettrica, è la potenza di picco specifica, data dal rapporto tra la potenza di picco ed il peso dell'accumulatore, che identifica la capacità di accelerazione del veicolo elettrico.
- L'*energia specifica*: riferita al volume (Wh/l) o riferita al peso (Wh/kg), è la quantità di energia espressa in wattora fornibile dalla batteria, messa in relazione allo spazio occupato dalla stessa o al suo peso. È chiaramente un fattore estremamente importante nel caso di batterie per trazione elettrica. È da tener conto che mentre le grandezze gravimetriche sono univoche, le grandezze volumetriche possono dipendere dalle scelte costruttive delle diverse case produttrici.

- Il *rendimento*: sono principalmente due i rendimenti caratterizzanti gli accumulatori elettrochimici, quello *energetico*, definito come il rapporto tra l'energia scaricata e quella spesa per riportare il sistema di accumulo nello stato di carica iniziale, ed il rendimento *amperometrico*, definito come il rapporto tra la quantità di carica, misurata in Ah, erogata durante la scarica e la quantità necessaria per ripristinare lo stato di carica iniziale. Quest'ultimo tipo di rendimento ha valore unitario per alcuni tipi di accumulatori elettrochimici (sodio/zolfo, sodio/cloruro di nichel, litio/ioni), mentre per molti altri, come ad esempio le batterie al piombo, a causa di reazioni parassite presenti durante la ricarica ha un valore inferiore all'unità.
- Il *tempo di vita*: può essere definito dagli anni di esercizio dell'impianto (quando le prestazioni del sistema degradano al di sotto dei limiti operativi) o dal numero di cicli di scarica (fino a una prefissata percentuale del DoD) e carica completa che una batteria è in grado di realizzare prima che le sue prestazioni scendano al di sotto di un limite minimo (tipicamente prima che la sua capacità si riduca del 20%). Il valore cambia a seconda del DoD scelto, dal regime di lavoro tipico e dalla temperatura ambiente di esercizio. Classicamente si prende come valore di riferimento il numero di cicli a 25°C con DoD dell'80%.

Nelle pagine seguenti verranno descritte le principali configurazioni di accumulatori elettrolitici.

6.3 Accumulatori al Piombo

Le batterie al piombo sono il sistema di accumulo elettrochimico attualmente prevalente. Hanno una storia commerciale di oltre un secolo e vengono applicati in ogni area industriale, compresi dispositivi elettronici portatili, utensili elettrici, mezzi di trasporto, telecomunicazione, alimentazione di emergenza e impianti stazionari ausiliari in centrali di generazione elettrica. Il business legato alla vendita di tali batterie è stimato intorno ai 15 miliardi di dollari.

A causa della loro disponibilità di esercizio e basso costo, le batterie al piombo sono accettate come la scelta di default per lo stoccaggio di energia in molte applicazioni, con una capacità installata nel mondo pari a circa 130 GWh. Questa popolarità presenta però molti svantaggi percepiti, come la bassa energia specifica (Wh/kg) e potenza specifica (W/kg), una vita breve, necessità di manutenzione ed elevati rischi ambientali connessi al piombo e acido solforico che la compongono. I continui miglioramenti nel campo della chimica e nelle nuove tecniche operative e di produzione hanno mitigato molti di questi svantaggi e le batterie al piombo rimangono l'accumulatore di energia più popolare per la maggior parte delle applicazioni.

Le batterie al piombo sono disponibili in diverse configurazioni, ognuna adatta per applicazioni specifiche. Sebbene tutti i tipi di batterie al piombo seguono la stessa reazione chimica di base, possono variare ampiamente in termini di costo, metodo di fabbricazione e prestazioni.

Ci sono due configurazioni principali di batterie al piombo: a soluzione elettrolitica liquida, in cui gli elettrodi sono immersi in serbatoi di elettrolita in eccesso, oppure le batterie dette "a ricombinazione", dotate di valvola di regolazione, in cui l'elettrolita è immobilizzato in un separatore assorbente o in un gel. Le batterie al piombo del primo tipo (dette anche VLA, Vented Lead-Acid) sono le più tradizionali ed economiche, ma presentano una vita utile ridotta, basse performance ed alta manutenzione visto

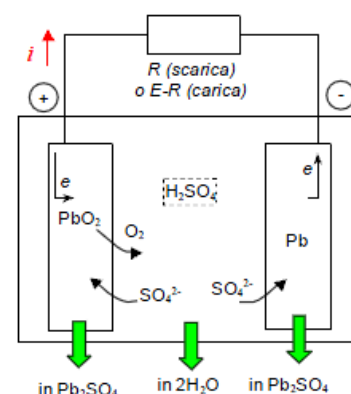
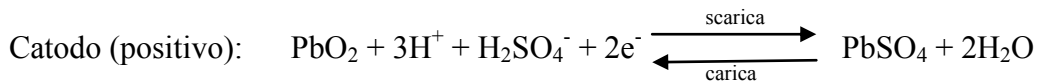


Figura 35 Schema di funzionamento di una batteria al Piombo

il prosciugamento della soluzione elettrolitica, prevalentemente per la dissociazione elettrolitica dell'acqua in esso contenuta. La configurazione prevede dei piatti di piombo/antimonio o piombo/calco immersi in una soluzione acquosa di acido solforico. Le batterie dette di ricombinazione invece (dette anche VRLA, Valve Regulated Lead-Acid), presentano una parziale tenuta ermetica che evita perdite dell'elettrolita, il quale è contenuto in un separatore assorbente (microfibre di vetro) o gel (silicio fuso) che consentono che durante la carica venga attivata una particolare reazione chimica, detta di ricombinazione, che consente all'idrogeno e ossigeno che si sviluppano per dissociazione elettrochimica di ricombinarsi a ricostituire acqua. E' comunque presente una valvola di sicurezza che si apre per far fuoriuscire il gas che si dovesse produrre a seguito di una ricombinazione insufficiente, per evitare eccessive pressioni all'interno del modulo, ed il conseguente rischio di esplosione

Tutti i design degli accumulatori al piombo condividono la stessa chimica di base. L'elettrodo positivo è costituito da diossido di piombo, PbO_2 , mentre l'elettrodo negativo è composto di piombo metallico, Pb . Gli elettrodi sono altamente porosi per massimizzare l'area superficiale. L'elettrolita è una soluzione acquosa di acido solforico, di solito circa al 37% in peso di acido solforico valutata a piena carica. Il prodotto di reazione su entrambi i lati è solfato di piombo, $PbSO_4$. Le semi-reazioni agli elettrodi sono le seguenti:



Da notare come l'acido solforico è consumato durante la reazione di scarica, così che la concentrazione dell'elettrolita varia quando la batteria viene scaricata. Lo stato di carica di una batteria al piombo-acido può essere determinato misurando la concentrazione dell'elettrolita, in genere attraverso una misurazione della propria gravità specifica.

Le batterie al piombo sono caratterizzate da una forte dipendenza della capacità erogabile dalla corrente di erogazione stessa.

Per avere un'idea della dipendenza dalla corrente, i valori numerici relativi ad una batteria a ricombinazione commercializzata da un costruttore nazionale sono riportati nelle figure sottostanti, ponendo sull'asse delle ascisse sia la corrente di scarica che il tempo di scarica (tensione di fine scarica: 1,70 V).

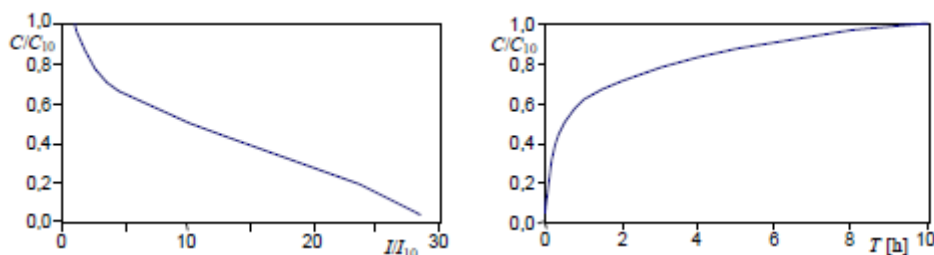


Figura 40 Esempio di dipendenza della capacità dalla corrente.

Esistono due categorie principali di batterie al piombo che incorporano entrambe le configurazioni precedentemente descritte. Una categoria prevede l'utilizzo di carbonio per incrementare le performance di potenza ed il numero di cicli di lavoro. In accordo coi maggiori produttori, l'anodo è formato da cinque strati, due di carbonio, due anti-corrosione e uno formato da un collettore. I componenti rimanenti non prevedono modifiche sostanziali. Dai test condotti, i numeri di cicli di scarica completi (100% DoD, normalmente dai 300 a 500) sono incrementati sino a più di 1600, con un incremento anche della velocità di ricarica. Le applicazioni più comuni prevedono l'accoppiamento di banchi di batterie a parchi eolici o fotovoltaici.

La capacità installata complessivamente nel mondo è pari a soli 35 MW. Esistono diversi impianti che prevedono l'utilizzo di accumulatori al piombo.

Esiste ad esempio un sistema di batterie al piombo con tecnologia al carbonio da 1 MW/1.5 MWh in operazione da 12 anni in Metlakatla, Alaska. In questo progetto, il sistema di batterie presenta un degrado ridotto rispetto altri design: la sostituzione è avvenuta nel 2008, dopo 12 anni di servizio continuo. Le funzioni principali di tale banco sono di supporto UPS.

L'altra categoria di batterie, denominata batterie al piombo avanzate, prodotte soprattutto da ditte giapponesi, si focalizzano principalmente su miglioramenti tecnologici dei materiali impiegati, come catodi di carbonio dopati, sistemi di ritenzione di elettroliti in silice granulare, elettrodi ad alta densità energetica ed elettroliti a base di silice. Grazie ad una risposta molto rapida, simile ai volani o alle batterie agli ioni di litio, tali accumulatori risultano adatti all'integrazione con fonti rinnovabili non programmabili e lo sviluppo di smart-grids. Ad esempio il progetto realizzato in Giappone nel 2009 nel parco eolico Tappi Wind Park, dotato di una capacità complessiva di 15 MW, prevede un banco di batterie al piombo avanzate in grado di fornire 10.4 MWh con funzioni principali di regolazione. Altre importanti caratteristiche sono l'esercizio a temperature ordinarie, un largo indice di carica (0.2C) e scarica (0.4C), un start-up immediato, bassa manutenzione ed un riciclo delle batterie al piombo che in Giappone raggiunge percentuali maggiori del 95%. Un simile impianto è stato installato nel 2010 in un altro parco eolico a Yuasa, Giappone.

Altri impianti da riportare sono l'impianto realizzato dalla Exide Technologies e dalla General Electric mediante 1134 celle tipo VRLA, connesse su tre stringhe ciascuna da 378 elementi, fornendo una potenza di 1 MW ed un'energia di 1.4 MWh svolgendo servizi di controllo di tensione. Ha funzionato in modo continuativo per 11 anni e mezzo; nel 2008 si è provveduto a sostituire le celle ormai giunte ad esaurimento completo. Tra le installazioni più recenti si può citare l'impianto realizzato dall'Xtreme Power ad Oahu, nelle Hawaii, da 15 MW e 10 MWh a supporto di un parco eolico da 30 MW. Il sistema prevede batterie al piombo di tipo avanzato connesse alla rete radiale da 12.47 kW e permette di limitare le fluttuazioni della potenza generate dal parco eolico.

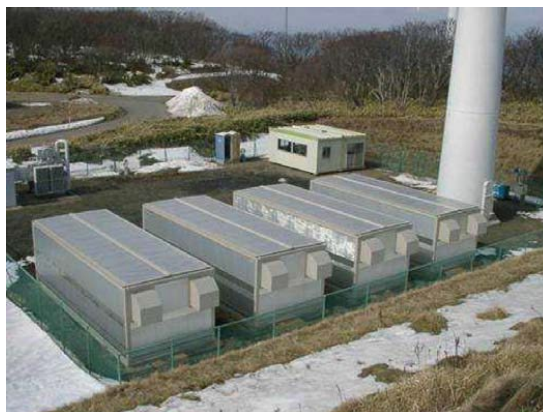


Figura 41 Banco batterie per turbina = 1320 kWh

Nella tabella sottostante viene presentata una sintesi dei parametri prestazionali tipici delle celle al piombo-acido.

Parametro	Valore tipico	Commenti
Tensione nominale di cella [V]	2	
Capacità delle celle [Ah]	1÷10,000	
Energia specifica [Wh/kg]	15÷25 20÷40	Per gli accumulatori VLA Per gli accumulatori VRLA
Potenza specifica [W/kg]	20÷40 70÷80	Per gli accumulatori VLA Per gli accumulatori VRLA
Efficienza energetica [%]	70÷85	
Efficienza amperometrica [%]	80	Non unitaria a causa delle reazioni parassite, il valore non è costante ma dipende dalle modalità di carica.
Autoscarica mensile [%]	1÷2	
Vita attesa (80% DoD) [cicli]	800	
Regime di scarica tipico [C rate]	C/10 C/3	Per applicazioni stazionarie Per applicazioni di trazione
Massima corrente in carica/scarica [C rate]	10C in scarica C/4 – 1C in carica	In carica il superamento della tensione di massificazione porta alla produzione di idrogeno e al consumo d'acqua
Range di temperatura di lavoro	-20÷60 °C	Quando la batteria è scarica la temperatura minima è 0°C a causa dell'acqua presente nell'elettrolita
Ausiliari necessari	/	Necessario un sistema di ventilazione con portata d'aria adeguata onde evitare l'accumulo di idrogeno nel locale

6.4 Accumulatori al Nickel - Idruri metallici

Una famiglia particolarmente importante di accumulatori è costituita dai cosiddetti accumulatori alcalini, nei quali, per l'appunto, l'elettrolita è una soluzione alcalina. Molto importante per ragioni storiche fra gli accumulatori alcalini sono gli accumulatori al Nickel Cadmio (Ni-Cd), i quali sono stati molto utilizzati nel recente passato sia nell'elettronica di consumo, sia a bordo di veicoli a propulsione elettrica che in applicazioni stazionarie, viste le loro caratteristiche di elevata energia e potenza specifica, robustezza, ed elevata vita utile. Attualmente è la terza tecnologia al mondo di accumulatori elettrochimici per volume di vendite, dopo quelle al piombo e al litio, grazie in particolare alla loro capacità di lavorare bene a basse temperature. La potenza installata complessivamente nel mondo è pari a 27 MW, totalmente determinata da un sistema realizzato in collaborazione tra SAFT e ABB, installato a Fairbanks, Alaska. Il sistema è composto da oltre 13,760 celle Nichel/Cadmio, ha una tensione totale di 5000 V_{DC}, una capacità di 18 MWh ed è oggi uno tra i moduli più potenti al mondo, in grado di erogare 27 MW per 15 minuti o 46 MW per 5 minuti. Lavora a supporto della rete per la compensazione di potenza reattiva, come riserva pronta all'uso, regolazione di frequenza e time-shift, svolgendo quindi molteplici servizi alla rete elettrica con grande flessibilità di esercizio.

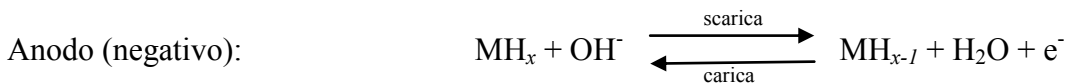
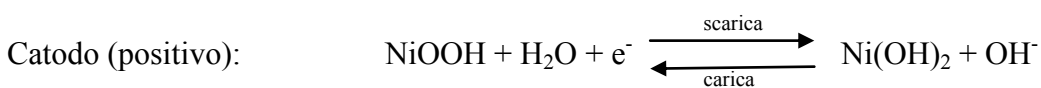
Esse tendono però oggi ad essere progressivamente abbandonate, in conseguenza dei timori connessi con la possibile dispersione nell'ambiente del Cadmio, materiale tossico e dal fatto che esse possono essere adeguatamente sostituite dalle batterie Nickel-idruri metallici (NiMH), ad esse

simili per costruzione e caratteristiche di utilizzo, ma prive del Cadmio. Esse sono però un poco più costose in conseguenza della maggiore quantità di Nickel che contengono.

Gli accumulatori Nickel – Idruri metallici hanno il medesimo elettrodo positivo delle batterie Ni-Cd, ma diverso elettrodo negativo. Esse sono composte da:

- elettrodo positivo costituito da ossi-idrossido di nichel ($NiOOH$ o $NiO(OH)$);
- elettrodo negativo costituito un metallo nel quale viene incorporato dell'idrogeno a formare una lega MH_x , dove con M si indica un generico metallo;
- elettrolita costituito da soluzione alcalina, normalmente soluzione acquosa di idrossido di Potassio (KOH).

La reazione che si realizza all'elettrodo positivo, la stessa delle batterie nichel-cadmio è la seguente ($NiOOH$ o $NiO(OH)$ è detto ossi-idrossido di nickel):



Come per la batteria al nichel – Cadmio, e diversamente dalla batteria al piombo acido, l'elettrolita non entra nella reazione della batteria, e dunque non cambia la sua composizione durante i processi di carica/scarica.

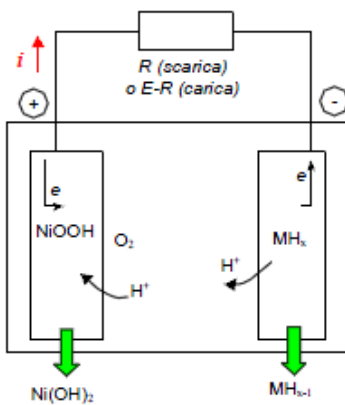


Figura 43 Schema di funzionamento di una batteria al Nickel - Idruri metallici

La batteria NiMH ha una tensione a vuoto, a piena carica, di circa 1,4V.

Vari tipi di metallo sono utilizzati in sostituzione del generico M riportato nelle precedenti formule. Spesso si hanno formule complesse, talvolta anche brevettate.

La maggior parte dei metalli usati ha la forma :

AB_5 , nella quale A è solitamente una terra rara (ad es. il Lantanio), e B è costituito da Nickel o una lega di Nickel. Pertanto, a differenza della batteria Ni-Cd, la batteria Ni-MH contiene Nickel, materiale particolarmente costoso, anche all'elettrodo negativo, e questo è la principale causa del loro maggior costo.

Da annotare tra gli svantaggi di tale tecnologia, il cosiddetto effetto memoria descritto precedentemente. Esso è caratterizzato dalla riduzione della capacità apparente della batteria se essa è

sottoposta a ripetuti cicli di carica/scarica non profonda.

Dal punto di vista tecnico, l'energia specifica delle batterie nichel/idruri metallici ha valori compresi tra i 40 e gli 85 Wh/kg, leggermente superiori rispetto alle celle nichel/cadmio. La potenza specifica può raggiungere anche i 1500 W/kg. A temperatura ambiente attorno ai 20 °C, la loro capacità risente poco della velocità di scarica e il loro rendimento energetico risulta attorno al 65%. A basse temperature si osserva un deterioramento delle prestazioni comunque inferiore a quello sofferto dagli accumulatori al piombo. La loro autoscarica ha un valore piuttosto elevato. A temperatura ambiente essa ammonta 20%/mese, ma sono possibili valori di 2-3% al giorno. Essa cresce inoltre rapidamente con la temperatura.

Le celle Ni/MeH maggiormente diffuse e disponibili in commercio sono destinate principalmente all'alimentazione di apparecchiature portatili. Si tratta quindi di celle di piccola capacità (frazioni di Ah), che possono essere di tipo prismatico, cilindrico o a bottone.

Sono prodotte, anche se in misura limitata, anche celle di grossa taglia che possono essere combinate in moduli di diverse unità collegate in serie, utilizzate principalmente nell'alimentazione di veicoli ibridi o elettrici e, in misura limitata, anche per i sistemi di accumulo stazionario, soprattutto in Giappone.

Nella tabella sottostante viene presentata una sintesi dei parametri prestazionali tipici delle celle Ni/MeH.

Parametro	Valore tipico	Commenti
Tensione nominale di cella [V]	1.25	
Capacità delle celle [Ah]	0.1÷200	Le celle in commercio coprono un ampio intervallo di capacità poiché si prestano all'utilizzo in diverse applicazioni
Energia specifica [Wh/kg]	40÷1000	Parametro dipendente dalla geometria costruttiva della cella, cilindrica o prismatica
Potenza specifica [W/kg]	200÷1200	Parametro dipendente dalla geometria costruttiva della cella, cilindrica o prismatica
Efficienza energetica [%]	65	
Efficienza amperometrica [%]	70÷80	Dipendente dalla tipologia di carica. La carica lenta determina una efficienza ridotta.
Autoscarica mensile [%]	15÷25	Influenzata dalla tipologia di cella e dalla temperatura ambiente
Vita attesa (80% DoD) [cicli]	500÷1000	
Regime di scarica tipico [C rate]	C/5	
Massima corrente in carica/scarica [C rate]	5C in scarica C/2 ÷ 2C in carica	
Range di temperatura di lavoro	-20÷60°C	
Ausiliari necessari	Regolatore di carica	Il regolatore di carica è necessario per evitare la formazione di un eccesso di gas all'interno delle celle nelle fasi finali di carica.

6.5 Accumulatori al Litio

La possibilità di utilizzare il Litio in celle elettrochimiche (inizialmente non reversibili) risale agli anni '70. La ragione principale per l'interesse verso questo elemento risiede nel fatto che, per via della sua estrema leggerezza (massa atomica pari a 6,94) comporta una carica teorica massima che può essere messa in gioco dalla sua ionizzazione (Li→Li+) di 3,86 Ah/g, ampiamente superiore a quella di molti altri componenti. Inoltre, questo materiale presenta caratteristiche fisiche (punto di fusione, proprietà meccaniche, ecc.) che ne rendono abbastanza agevole l'utilizzo in celle elettrochimiche. A partire dagli anni 90', batterie al litio hanno cominciato ad apparire sul mercato inizialmente come piccole batterie ricaricabili con elevate energie specifiche, da utilizzarsi in piccoli dispositivi elettrici di consumo quali telefoni cellulari, laptop, ecc. Oggi sono una delle più promettenti tecnologie di accumulo elettrochimico, viste le ottime prestazioni in termini di energia e potenza specifica, elevato rendimento e vita utile attesa elevata. Al 2011, si conta una capacità installata complessiva nel mondo pari a 45 MW per applicazioni di tipo stazionario.

Il principio di funzionamento della batteria al Litio a temperatura ambiente può essere illustrato con riferimento alla figura sottostante. La struttura del polo positivo è tipicamente costituita da un ossido litiato di un particolare metallo. Composizioni molto diffuse del polo positivo fanno riferimento come metallo al Cobalto, Nichel e Manganese. Il catodo (polo positivo) si basa sulla caratteristica riscontrata di alcune sostanze di contenere atomi di Litio all'interno della struttura cristallina (Litio interstiziale). Utilizzando sostanze differenti per anodo e catodo si possono realizzare campi elettrici risultanti che hanno l'andamento, dentro la cella, dal polo negativo a quello positivo. L'elettrodo negativo è normalmente costituito da carbone o grafite che è in grado di ospitare litio interstiziale, in ragione, al massimo di un atomo di litio ogni 6 di carbone o grafite. Quando il circuito viene chiuso all'esterno, ad esempio su una resistenza, atomi di Litio, che si ionizzano in Li^+ , attraversano l'elettrolita per andare verso il polo negativo; contemporaneamente l'elettrone che si libera, attraversa il circuito esterno. Al polo positivo elettrone e ione si ricombinano formando nuovamente una molecola di litio interstiziale.

Se nel circuito esterno però si mette una forza controelettromotrice di valore superiore alla tensione di cella, il campo elettrico all'interno della cella ha verso opposto di quello naturalmente presente e il processo si inverte. Si realizza in tal modo il processo di carica. Per questa caratteristica del Litio di muoversi dall'anodo al catodo e viceversa questa batteria viene talvolta indicata come "batteria a sedia a dondolo" (*rocking-chair battery* con terminologia anglosassone).

L'elettrolita è utilizzato solo come mezzo per il transito degli ioni, e non partecipa direttamente alle reazioni. Pertanto la sua densità non varia durante i processi di carica e scarica.

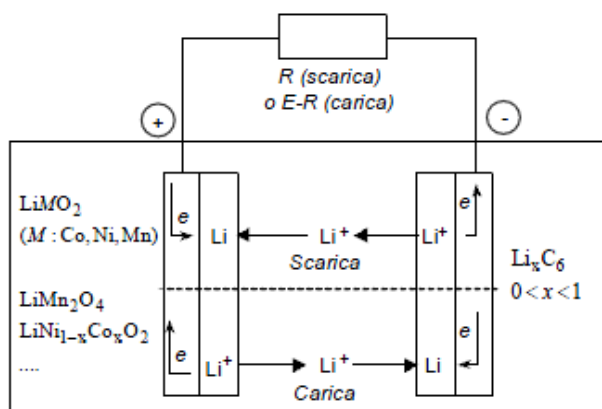


Figura 36 Principio di funzionamento delle batterie agli ioni di litio

Le semireazioni anodica e catodica della batteria al Litio pertanto, posto:

- M = matrice realizzativa del polo positivo
- N = matrice realizzativa del polo negativo

sono le seguenti:



cioè il litio passa dall'essere incapsulato nella matrice M alla matrice N e viceversa.

Le batterie al litio, presentando alte densità volumetriche e gravimetriche di energia, presentano importanti problemi potenziali di sicurezza. In particolare esse non sopportano che vengano sovraccaricate oltre un certo limite, pena la possibilità di emissione di gas roventi, o addirittura esplosione. La temperatura deve essere tenuta sotto controllo in quanto la carica diviene sempre più problematica al crescere della temperatura, e anzi va evitata oltre i 60°C. Per tali motivi le celle agli ioni di Litio sono spesso dotate di un apparato di controllo elettronico (BMS – *Battery Management System*) per la gestione delle grandezze di cella quali tensione (*cell balancing*), corrente (*overcharge and overdischarge protection*), temperatura (*cell balancing*), che regola la carica ed interviene nel caso in cui i parametri di funzionamento superino i limiti prefissati.

Nella descrizione generale delle batterie al Litio è stata considerata la configurazione più classica. In realtà si sono recentemente sviluppate molte differenti tipologie; tra le più interessanti vanno riportate le batterie con catodo formato da ossido litati di metallo (del tipo $MiMO_n$, con M tipicamente Ni o Co), batterie NCA (catodo formato da Nickel-Cobalto-Alluminio in proporzioni $Li[Ni_{0.85}Co_{0.1}Al_{0.05}]O_2$), batterie NCM (catodo formato da Nickel-Cobalto-Manganese in proporzioni $Li[Ni_{1/3}Co_{1/3}Mn_{1/3}]O_2$), batterie LFP (catodo a base di $LiFePO_4$), quest'ultime più robuste e stabili ad alte temperature ma caratterizzate da una tensione più bassa delle batterie precedenti, tipicamente una finestra di tensione di 1.5÷2.8 V contro i 2.7÷4.2 V, con una conseguente perdita di energia specifica del 25% circa. Molto promettenti sono le batterie LFP nanostrutturate con elevata potenza specifica sia in erogazione che assorbimento: nell'ordine di 2 kW/kg. Per tutti i tipi sopra riportati, l'anodo, o per meglio dire il polo negativo, è sempre costituito da una matrice di carbonio in forma di grafite. In via di ricerca sono le batterie al Litio con anodo titanato di Litio ($Li_4Ti_5O_{12}$) che, oltre ad eccellenti doti di sicurezza, hanno la capacità di accettare correnti di carica e scarica molto superiori a quelle di altre tipologie.

L'elettrolita tipicamente può essere liquido oppure polimerico. Le celle litio-ioni polimeri, sviluppate agli inizi del 1999, hanno una struttura analoga a quella delle celle litio-ioni ma sono caratterizzate dall'impiego di elettroliti solidi, dove gli ioni-litio migrano attraverso un polimero composto solido (ossido di polietilene, poliacrilonile). A differenza delle celle litio-ioni, che sono contenute in contenitori rigidi in metallo, le celle polimeriche hanno una struttura a fogli flessibili, spesso pieghevoli (laminato polimerico). Esse, proprio perché costituite da film plastici flessibili, si adattano a tutte le forme richieste per i vari dispositivi elettronici e consentono un processo di manifattura più semplice e, in prospettiva, meno costoso. Oltre a ciò, presentano una sicurezza di esercizio più elevata vista la bassa reattività dell'elettrolita polimerico gelificato.

Le celle litio-ioni hanno un'energia specifica tra 130 – 180 Wh/kg, corrispondente a una densità di energia di 270 – 380 Wh/l (la più elevata tra tutti i sistemi di accumulo elettrochimici). La potenza specifica può arrivare a valori di picco di 1800 W/kg (con energia specifica ridotta), per celle specificatamente progettate per lavorare ad alta potenza. Le celle litio-ioni-polimeri hanno valori di energia specifica e densità di energia molto simili (140 – 150 Wh/kg), mentre la potenza specifica può arrivare a 2800 W/kg. Il rendimento energetico è molto elevato per entrambe le tecnologie, con valori fino al 95% dipendentemente dalle condizioni operative. La tensione a circuito aperto è di 3,6 V. Il tempo di vita in cicli delle celle è di 500 cicli con una profondità di scarica del 100%, ed è legato con legge logaritmica alla profondità di scarica.

Uno dei punti negativi delle celle litio-ioni è che presenta un progressivo degrado, che si traduce in una progressiva riduzione della sua capacità, a partire dal momento di fabbricazione, indipendentemente dal numero di cicli di carica/scarica, quindi anche se non viene utilizzata.

Il range di temperatura di lavoro è molto ampio, può andare da -30 °C (per alcune celle di tipo commerciale fino a -60 °C) fino a 60 °C (la temperatura consigliata è 30 °C).

Le applicazioni in ambito stazionario sono al momento limitate, ma le prestazioni offerte da questa tipologia di batterie le rendono molto interessanti anche in questo campo. Ad esempio, avendo una densità di potenza molto alta e una vita attesa lunga possono essere impiegate in applicazioni di Power Quality. Altri settori di impiego possono essere le telecomunicazioni, UPS, in

accoppiamento a generatori a fonte rinnovabile e in generale nei casi in cui è necessario ridurre gli spazi, dal momento che hanno una densità di energia e di potenza molto elevate.

Un esempio di applicazione di batterie litio-ione nello stazionario è uno *Static Var Compensator* sviluppato da ABB in collaborazione con SAFT batteries. Il sistema ha una potenza massima di 600 kW e svolge funzioni di controllo attivo della tensione e della potenza di rete e mitiga le variazioni rapide del carico e della generazione. Il sistema è equipaggiato con 8 moduli in serie di celle litio ioni, ciascuno da 646 V / 41 Ah.

Negli Stati Uniti, l'*AES corporation* ha realizzato un sistema prototipale comprendente una batteria realizzata con moduli di celle litio-ioni con anodo al titanato di litio della Altairnano, dimensionata per soddisfare un carico da 1 MW per 15 minuti (250 kWh), integrata con un convertitore elettronico e un sistema di controllo, il tutto installato in un container per facilitarne il trasporto. Il sistema è stato progettato per essere utilizzato per la regolazione della frequenza e per compensare le fluttuazioni della potenza in presenza di generatori eolici.

Nel seguito viene descritta un'interessante applicazione di batterie al litio utilizzate dalla *Mitsubishi Heavy Industries* in collaborazione con il *New Energy and Industrial Technology Development Organization* (NEDO) per applicazioni di *load-levelling*, UPS e stabilizzazione del sistema di potenza in presenza di sorgenti di energia variabili, quali l'eolico ed il fotovoltaico. Nella tabella sottostante sono riportate le prestazioni di tale tipologia di celle.

Specifications		Single cell	Module cell
Weight	(kg)	2.88	12.3
Size (mm)	W	66.5	160
	L	116	262
	H	175	238
Nominal discharge voltage	(V)	3.8	15.6
Nominal capacity	(Ah)	105	
Nominal energy capacity	(Wh)	399	1596
Nominal energy density	(Wh/kg)	139	130
Maximum capacity	(Ah)	136	
Maximum energy capacity	(Wh)	499	1996
Maximum energy density	(Wh/kg)	173	162

Figura 37 Tipici valori di targa degli accumulatori al litio per applicazioni di livellamento del carico

Tali celle sono realizzate con una struttura a strati, sovrapponendo, alternativamente, lamine di ossido di manganese (catodo) e di grafite (anodo). La batteria ha una capacità nominale di 399 Wh. La densità di energia è, per un modulo completo, pari a 130 Wh/kg. La vita stimata è di 3500 cicli. Pertanto, se il dispositivo viene utilizzato con un ciclo di carica e scarica giornaliero la durata attesa è di 10 anni. Il sistema, inoltre, è connesso alla rete elettrica attraverso un inverter bidirezionale. Per quanto riguarda il sistema utilizzato per applicazioni di *load-levelling* e UPS, la *Mitsubishi Heavy Industries* ne ha sviluppato di due diverse potenze:

- 1,5 kW (16 kWh di capacità nominale);
- 3 kW (32 kWh di capacità nominale).

Il sistema ha un rendimento di carica/scarica (efficienza energetica) dell'86%. Il sistema da 3 kW è realizzato utilizzando 20 moduli delle stesse caratteristiche evidenziate nella figura sottostante. Il numero complessivo di celle è pertanto pari a 80 (dato che ogni modulo è costituito da 4 celle in serie). Le specifiche dei due sistemi di accumulo (1,5 kW per uso domestico e 3 kW per uso aziendale) sono riportate in figura 46.

Example of usage	Household use	Business use
Power (kW)	1.5	3
Terminal voltage (h)	1 ϕ 3W AC101/202V (50/60Hz)	
Discharge time (h)	8~9	8~10
Charge/discharge efficiency (%)	83	86
Size (mm)	600 ^W × 550 ^D × 1625 ^H	980 ^W × 550 ^D × 1825 ^H

Figura 38 Tipici valori di targa degli accumulatori al litio per applicazioni UPS

Essendo l'energia prodotta dal vento e dal sole dipendente dalle condizioni ambientali è necessario utilizzare delle batterie di accumulo per stabilizzare tale potenza. Ciò è tanto più vero quando si ha a che fare con reti "deboli". Un sistema siffatto può funzionare secondo due diverse modalità:

- *Stabilization operation mode*
- *Flat operation mode*

Nel primo caso il valore di riferimento della potenza composta (somma della potenza eolica e di quella generata dalla batteria) viene calcolato sulla base del valore misurato della potenza eolica. A partire da tale valore di riferimento, la batteria di accumulo fornisce il valore di potenza richiesto per portare la potenza composta al valore desiderato. E' possibile utilizzare costanti di stabilizzazione brevi o lunghe a seconda delle necessità del sistema elettrico. Nel secondo caso, il valore di riferimento della potenza composta viene fissato a priori, indipendentemente dal valore della potenza eolica generata, in modo che la potenza erogata sul sistema elettrico abbia un andamento perfettamente livellato (*flat*). In questo caso la batteria di accumulo fornirà il valore di potenza richiesto per portare la potenza composta al valore fissato.

La figura 47 riporta, invece, gli andamenti delle potenze erogate dal sistema di accumulo per le tre costanti di stabilizzazione considerate.

La scelta del valore della costante di stabilizzazione dipende dalla struttura del sistema elettrico a cui la centrale eolica è collegata e dall'andamento della potenza erogata dalla centrale. Ad esempio, per reti deboli è necessario utilizzare elevati valori della costante di stabilizzazione.

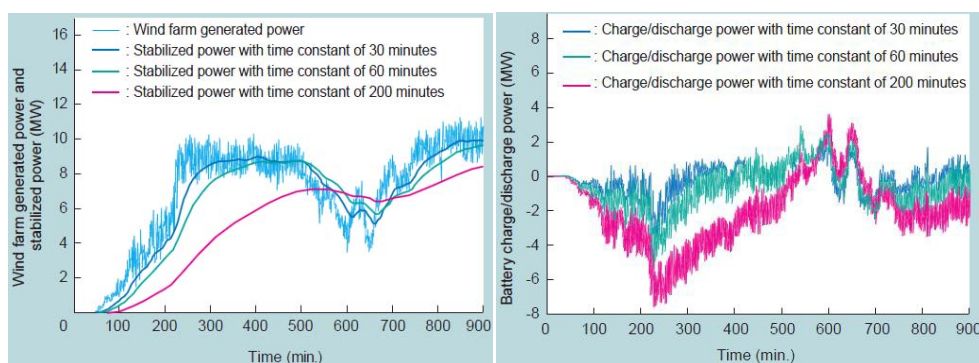


Figura 39 Andamento della potenza generata da una centrale eolica (valore misurato) e delle potenze in uscita al sistema accumulo + eolico (valore calcolato), per tre diverse costanti di stabilizzazione

Nella tabella sottostante viene presentata una sintesi dei parametri prestazionali tipici delle celle Litio/ioni.

Parametro	Valore tipico	Commenti
Tensione nominale di cella [V]	2.2÷3.7	Dipende dai materiali costituenti gli elettrodi.
Capacità delle celle [Ah]	0.1÷10,000	Le celle in commercio coprono un ampio intervallo di capacità, ma le celle maggiormente diffuse hanno una capacità tipica nell'ordine dei 10 Ah.
Energia specifica [Wh/kg]	40÷180	Insieme alla potenza specifica, il parametro è influenzato dai materiali elettrodi oltre che dalla realizzazione della cella.
Potenza specifica [W/kg]	200÷3000	Parametro dipendente dalla geometria costruttiva della cella, cilindrica o prismatica
Efficienza energetica [%]	80÷95	
Efficienza amperometrica [%]	100	
Autoscarica mensile [%]	<1	
Vita attesa (80% DoD) [cicli]	1500÷5000	Dipende dalla tipologia di cella
Regime di scarica tipico [C rate]	C/3÷2C	
Massima corrente in carica/scarica [C rate]	1C÷100C in scarica C/2 ÷10C in carica	Le celle possono essere realizzate per applicazioni in potenza o in energia.
Range di temperatura di lavoro	-30÷60°C	Le celle con elettrodi in grafite non permettono la carica a temperature inferiori a 0°C
Ausiliari necessari	Sistema di bilanciamento BMS	Il sistema di condizionamento della temperatura è opzionale.

6.6 Accumulatori Sodio-Cloruro di Nichel (ZEBRA)

Le batterie Sodio/Cloruro di Nichel, assieme alle batterie Sodio/Zolfo, fanno parte della categoria di accumulatori ad alta temperatura. Esse lavorano ad una temperatura interna di circa 300°C, necessaria portare gli elettrodi allo stato fuso ed aumentare la conducibilità dell'elettrolita.

La batteria ZEBRA (*Zero Emission Battery Research Activity*) è, dal punto di vista delle prestazioni, sostanzialmente simile alla sodio/zolfo ma è intrinsecamente più sicura. Per tale motivo la batteria sodio/zolfo è attualmente progettata e impiegata in applicazioni stazionarie, generalmente di grossa taglia (*peak-shaving, load-levelling*), in cui non ci sono rischi di crash di tipo meccanico, mentre la batteria ZEBRA è attualmente impiegata principalmente nella trazione elettrica stradale e la si sta testando per applicazioni stazionarie.

Lo sviluppo di tali batterie secondarie ha risposto ad una esigenza di individuare coppie elettrochimiche in grado di fornire energie specifiche molto elevate senza ricorrere all'utilizzo di materiali eccessivamente pregiati e rari. L'energia specifica risulta molto più elevata rispetto agli accumulatori con elettrolita acquoso. Sono anche caratterizzati da elevati rendimenti, prestazioni indipendenti dalla temperatura ambiente e buona vita utile. Per motivi gestionali e di sicurezza, non sono disponibili sul mercato come celle singole ma come sistemi completi dotati di BMS (*Battery*

Management System), ovvero un sistema di controllo delle grandezze di batteria responsabili delle performance di quest'ultima.

Le batterie Sodio/Cloruri metallici hanno trovato finora un ridotto utilizzo a supporto della rete. L'unico impianto al momento disponibile è stato realizzato da FIAMM in collaborazione con Elettronica Santerno, Terni Energia e Galileia ad Almisano (Vicenza). Il sistema, basato su batterie sodio/cloruro di Nichel, è costituito da 10 moduli da 23 kWh installati, ed è accoppiato ad un impianto fotovoltaico da 180 kW. Permette di accumulare l'energia prodotta in eccesso dal fotovoltaico rispetto al carico locale e di riutilizzarla nei momenti di maggiore richiesta di energia o produzione insufficiente.

Come per gli altri tipi di accumulatori lo schema di principio è riportato nella figura sottostante.

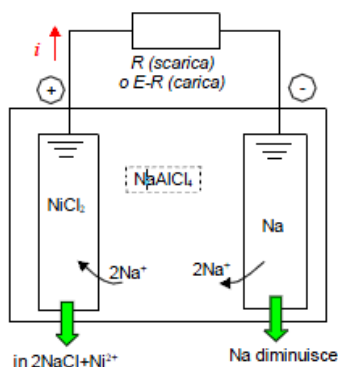
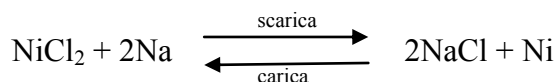


Figura 40 Principio di funzionamento di una batteria ZEBRA

Nella batteria ZEBRA i due elettrodi si trovano allo stato fuso e sono divisi da un separatore di materiale ceramico, la β -allumina, che consente il passaggio ionico.

L'elettrodo positivo è costituito da cloruro di nichel, e si trova immerso in un elettrolita liquido costituito da una soluzione di tetracloroalluminato di sodio (rispetto al quale naturalmente risulta insolubile) mentre, l'elettrodo negativo è costituito da sodio. La reazione elementare di scarica di questo tipo di batteria prevede l'erogazione da parte del terminale negativo di sodio, che attraversa la soluzione elettrolitica (in realtà un solido permeabile, alle temperature considerate, al sodio) e si va a combinare con cloruro di nickel del terminale positivo, che si trasforma in cloruro di sodio e Nickel. L'involucro della batteria è caratterizzato da un'adeguata coibentazione termica, per consentire di minimizzare l'energia necessaria per riscaldare e tener caldi gli elementi e ridurre lo scambio termico con l'ambiente circostante.

Le reazioni che avvengono al suo interno non determinano la produzione di gas, riducendo (o risolvendo) il problema di ventilazione del locale batterie per diluire eventuali emissioni pericolose.



L'elettrodo negativo è connesso a sodio liquido che si consuma durante la scarica e si ripristina durante la carica; l'elettrodo positivo è composto nel normale funzionamento da una miscela di NaCl, NiCl₂ e Ni, la cui composizione relativa cambia durante i processi di carica e scarica in accordo con la reazione sopradescritta. La reazione è attiva a temperature intorno a 300°C, e genera una tensione di circuito aperto di 2,58V.

Tale accumulatore, sebbene si presenti come una tipologia più consolidata del Litio, dotata di alte energie specifiche e costi relativamente contenuti, viene utilizzata soprattutto in ambito di trazione elettrica in veicoli elettrici puri (non veicoli ibridi vista la modesta potenza specifica).

Nella tabella sottostante viene presentata una sintesi dei parametri prestazionali tipici delle celle Sodio/Cloruro di Nichel

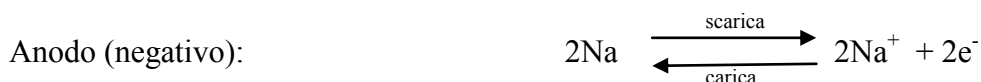
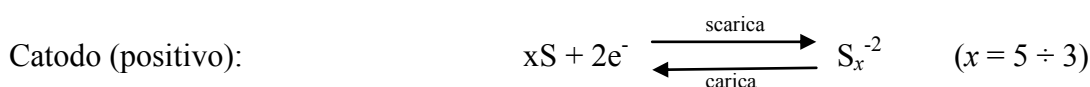
Parametro	Valore tipico	Commenti
Tensione nominale di cella [V]	2.58	Dato riferito ad una temperatura di 300°C
Capacità delle celle [Ah]	32	
Energia specifica [Wh/kg]	160	
Potenza specifica [W/kg]	170	
Efficienza energetica [%]	90	Il rendimento si riduce all'80-85% per il modulo al regime delle 2 ore. Aumentando il regime di scarica il rendimento si può ridurre al 70%.
Efficienza amperometrica [%]	100	
Autoscarica mensile [%]	0	L'autoscarica è nulla grazie alla ceramica presente, ottimo isolante.
Vita attesa (80% DoD) [cicli]	2500÷3000	
Regime di scarica tipico [C rate]	C/2	
Massima corrente in carica/scarica [C rate]	4C in scarica 2C in carica	Le correnti di carica/scarica sono elevate ma controllata e limitata dal sistema di supervisione.
Range di temperatura di lavoro	240÷320°C	Il modulo dotato di coibentazione e sistema di riscaldamento è insensibile alla temperatura esterna.
Ausiliari necessari	Sistema di raffreddamento e riscaldamento, BMS	

6.7 Accumulatori Sodio-Zolfo

A differenza delle batterie ZEBRA, le batterie Sodio-Zolfo (NaS) sono una tecnologia di accumulo elettrochimico che trova svariate applicazioni in supporto alla rete elettrica e/o integrazione con fonti rinnovabili non programmabili. Il punto di forza di questa tecnologia è l'energia specifica molto più elevata di quella degli accumulatori con elettrolita acquoso (circa quattro volte quella di un accumulatore al piombo), per tale motivo essa ha visto, a partire dagli anni '70, una notevole attività di ricerca e sviluppo principalmente per applicazioni su veicoli elettrici (ci sono state comunque applicazioni sperimentali anche nello stazionario). Lo sviluppo della cella sodio/zolfo è stato iniziato dalla ABB e ripreso successivamente dalla giapponese NGK, che ha apportato diverse modifiche per ridurre il grado di pericolosità, arrivando alla commercializzazione della batteria a partire dal 2002. NGK produce celle sodio/zolfo utilizzate esclusivamente in moduli ad alta potenza per applicazioni nella distribuzione di energia elettrica (*power quality, load-levelling, peak-shaving*) e sono già presenti diverse installazioni di grossa dimensione negli Stati Uniti e in Giappone. La risposta dinamica della cella sodio/zolfo è molto veloce e rende la batteria particolarmente adatta ad applicazioni di *Power Quality*. Uno degli aspetti più interessanti della cella sodio/zolfo è il rendimento amperometrico praticamente unitario, grazie alla mancanza di reazioni parassite. Altri punti di vantaggio della cella sodio/zolfo sono l'assenza di auto scarica, grazie al fatto che l'elettrolita solido è un perfetto isolante elettronico, e il fatto che la capacità della cella è

indipendente dal regime di scarica e dalla temperatura. In generale le prestazioni della batteria non sono influenzate dalla temperatura ambiente, come conseguenza di un elevato isolamento termico. Il range di temperatura di funzionamento normale delle celle NaS durante cicli di scarica/carica è nell'intervallo tra 300°C e 350°C.

Durante la scarica, il sodio (all'anodo, elettrodo negativo) è ossidato formando ioni Na^+ . Questi ioni migrano attraverso l'elettrolita, una membrana ceramica di Alluminio di tipo beta (forma isomorfica dell'ossido di Alluminio), e si combinano con lo Zolfo che viene ridotto in corrispondenza dell'elettrodo positivo per formare pentasolfuro di disodio (Na_2S_5). Il Na_2S_5 non è miscelabile con lo zolfo rimanente, formando così una miscela liquida bifase. Quando lo Zolfo è completamente consumato, il Na_2S_5 è progressivamente trasformato in polisolfuri di sodio con un progressivo aumento del tenore di Zolfo ($\text{Na}_2\text{S}_{5-x}$). Le celle si riscaldano a causa della reazione esotermica e dell'effetto ohmico durante la scarica.



La tensione a circuito aperto è compresa tra 2.076 V e 1.78 V.

Una tipico andamento della tensione durante l'esercizio di una batteria NaS è illustrato nella figura sottostante. Il grafico relaziona la tensione a circuito aperto (OCV) durante le fasi di carica e scarica alla profondità di scarica, DoD. La OCV pari a 2.076V rimane costante per il 60% circa della scarica, mentre una miscela bifase di zolfo e Na_2S_5 comincia a formarsi all'interno della cella. La tensione poi diminuisce linearmente sino a 1,74V a causa della presenza di polisolfuri di sodio. Una DoD più profonda provoca una formazione più significativa di questo composto, aumentando la resistenza interna e i problemi di corrosione.

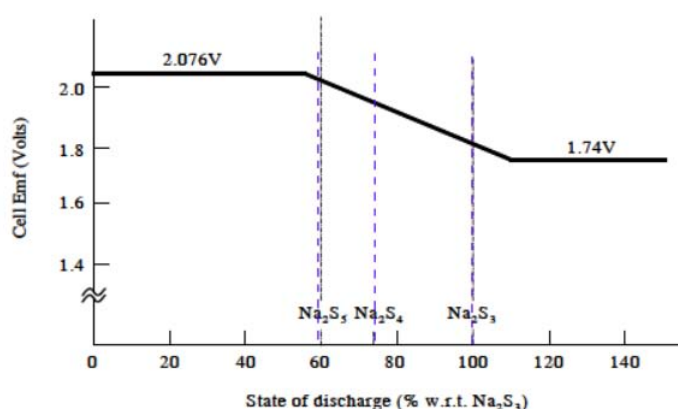


Figura 41 Curva caratteristica di una batteria Sodio-Zolfo

Le batterie NaS utilizzano materiali pericolosi tra cui il Sodio metallico (all'anodo), che è combustibile se esposto con acqua. Pertanto, la costruzione delle batterie include tenute ermetiche e involucri in acciaio inox a doppia parete. Ogni cella è chiusa ermeticamente e circondata da sabbia, sia per ancorare le celle che per mitigare potenziali combustioni. Altre caratteristiche di sicurezza

includono l'isolamento elettrico e un sistema di gestione della batteria che controlla le grandezze operative di esercizio quali tensione di scarica e temperatura.

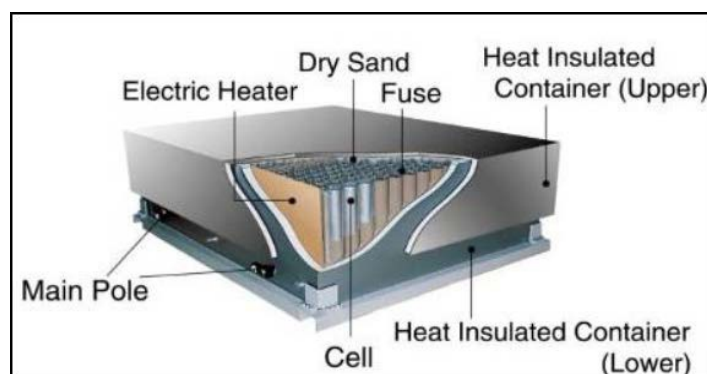


Figura 50 La struttura costituente una batteria Sodio-Zolfo

La densità energetica volumetrica degli accumulatori NaS è di 170 kWh/m^3 mentre quella gravimetrica è pari a 117 kWh/t . L'efficienza di carica/scarica quando collegata ad una sorgente in corrente continua è dell'86% circa (anche maggiore), mentre cala al 74% quando collegata ad una linea in corrente alternata. La manutenzione è relativamente bassa, anche grazie ad un sistema di controllo integrato BMS, mentre il numero di cicli di lavoro a piena capacità è stimato intorno a 4500 con una proiezioni di vita utile attesa di 15 anni circa. Il tempo di vita di una batteria è legato alle modalità di lavoro cui è sottoposta; in particolare esiste una relazione di inversa proporzionalità tra il numero di cicli di lavoro che la batteria riuscirà a completare nella sua vita utile e la profondità di scarica, come si può vedere nella figura sottostante.

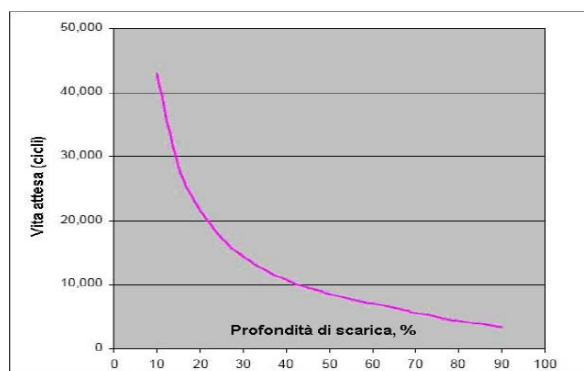


Figura 51 Vita attesa di una batteria NaS in funzione del regime di lavoro

Le applicazioni in campo stazionario sebbene ridotte sono svariate e stanno suscitando sempre più interesse. Le batterie sodio/zolfo costituiscono circa il 70% della totale potenza installata riguardante gli accumulatori elettrochimici con un totale di 316 MW in 221 impianti in tutto il mondo. Ben 160 MW sono impiegati a Tokyo, mentre un impianto da 50 MW è installato ad Abu Dhabi. Un impianto sodio/zolfo a supporto della rete è il sistema da 34 MW e 244.8 MWh, in funzione a partire dall'agosto 2008, installato nel nord del Giappone e utilizzato per regolarizzare la produzione di un parco eolico da 51 MW di potenza. Il sistema è composto da 17 moduli da 2 MW ciascuno e consente di controllare la potenza in funzione di un profilo di immissione determinato in base al mercato elettrico. Negli Stati Uniti AEP (*American Electric Power*), in collaborazione con il costruttore NGK, ha installato nel 2006 un sistema di accumulo da 1.2 MW - 7.2 MWh, in una sottostazione di Charlestone, West Virginia. Il sistema è connesso all'uscita di un trasformatore

della sottostazione, da 20 MVA 46kV/12kV, che in diverse occasioni aveva raggiunto il limite massimo di carico. Il sistema è in grado di ridurre la potenza in transito al trasformatore durante i momenti di picco, rinviando in tal modo la realizzazione di una nuova sottostazione di maggiore potenza. A partire dal giugno 2011 il sistema è stato anche utilizzato per funzioni di *peak shaving*. Nella tabella sottostante viene presentata una sintesi dei parametri prestazionali tipici delle celle Sodio/Zolfo.

Parametro	Valore tipico	Commenti
Tensione nominale di cella [V]	2.076	Dato riferito ad una temperatura di 300°C
Capacità delle celle [Ah]	628	
Energia specifica [Wh/kg]	240	
Potenza specifica [W/kg]	210	
Efficienza energetica [%]	90	Il rendimento si riduce all'80-85% per il modulo al regime delle 8 ore. Aumentando il regime di scarica il rendimento si può ridurre al 70%.
Efficienza amperometrica [%]	100	
Autoscarica mensile [%]	0	L'autoscarica è nulla grazie alla ceramica presente, ottimo isolante.
Vita attesa (80% DoD) [cicli]	4500	
Regime di scarica tipico [C rate]	C/8	
Range di temperatura di lavoro	290÷360°C	Il modulo dotato di coibentazione e sistema di riscaldamento è insensibile alla temperatura esterna.
Ausiliari necessari	BMS, riscald.	

6.8 Accumulatori Redox a circolazioni di elettrolita al Vanadio (VRB)

Le batterie a circolazione di elettrolita, note anche con il termine “*redox*”, sono in grado di accumulare energia elettrica utilizzando reazioni accoppiate di ossido-riduzione in cui sia i reagenti, sia i prodotti di reazione, in forma ionica, sono completamente disciolti in soluzione acquosa.

Le soluzioni dell'elettrolita positivo e negativo sono immagazzinate in serbatoi, messi in circolazione da pompe e si interfacciano attraverso una membrana che permette lo scambio ionico (e quindi le reazioni di carica/scarica) impedendo però il mescolamento delle soluzioni.

La caratteristica più importante di questa tecnologia di accumulo è il totale disaccoppiamento tra la potenza e l'energia. La potenza che la batteria può erogare o assorbire dipende dalla quantità di elettrolita che prende parte alla reazione istante per istante (chiaramente compatibilmente con la velocità della reazione) e, quindi, dalla superficie della membrana e dalla velocità delle pompe. La capacità di accumulo è invece legata alla quantità di liquido totale e quindi alla capienza dei serbatoi, pertanto, a parità di potenza installata, è possibile aumentare la capacità della batteria aumentando le dimensioni dei serbatoi. Gli accumulatori a flusso di elettrolita si prestano in modo particolare ad applicazioni di taglia molto grande (ordine del megawattora), come ad esempio il *load-levelling*. Le batterie a circolazione di elettrolita di più diffuso impiego sono le batterie zinco-bromo e le batterie ai sali di vanadio. Le batterie del primo tipo presentano un'elevata densità di energia ed un costo relativamente contenuto (tipico delle tecnologie a base di zinco).

Lo sviluppo di tale tecnologia è però ancora alle prime fasi di commercializzazione con sistemi prototipali di taglia da alcune decine ad alcune centinaia di chilowattora.

Nel caso specifico della batteria Redox al vanadio, la coppia chimica interessata dalle reazioni di ossidoriduzione è costituita da vanadio, un metallo che possiede la capacità di esistere in soluzione in quattro diversi stati di ossidazione, V^{3+}/V^{2+} all'elettrodo positivo e V^{5+}/V^{4+} al polo negativo, disciolti in una soluzione di acido solforico.

La cella elementare di una batteria VRB (*Vanadium Redox Battery*) è costituita dalla membrana di scambio ionico, dagli elettrodi e dalle piastre bipolari. La membrana permette il passaggio degli ioni H^+ ma non quello degli elettroni e separa l'elettrolita positivo dal negativo

Dal punto di vista costruttivo, le batterie a flusso di elettrolita sono molto differenti dagli accumulatori tradizionali. Le soluzioni dell'elettrolita positivo e negativo sono immagazzinate in serbatoi, messe in circolazione da pompe e si interfacciano nella cella elementare attraverso una membrana. Il cuore della batteria è lo stack, costituito da un determinato numero di celle collegate elettricamente in serie. La batteria è poi integrata in un sistema che comprende anche un convertitore di potenza DC/AC, un sistema di controllo e un sistema di raffreddamento. Il vantaggio principale nell'utilizzare tali tipo di batterie, come già accennato in precedenza, è il totale disaccoppiamento tra la potenza e l'energia immagazzinabile. Generalmente, per diminuire il costo specifico della batteria sono realizzati sistemi di grossa taglia, con un rapporto tra energia e potenza nominale pari a 10 e quindi adatti ad applicazioni che richiedono prestazioni di energia. La batteria VRB ha comunque tempi di risposta molto rapidi (millisecondi), per cui può essere utilizzata, con opportuno adattatore, anche per prestazioni di potenza.

L'efficienza energetica dell'accumulatore è fortemente influenzata dalle modalità di gestione delle pompe. Attualmente, l'accoppiamento viene fatto per mezzo di pompe a velocità variabile in funzione del carico, con un netto risparmio in termini energetici. Altro importante parametro che influenza le prestazioni della batteria a circolazioni di elettrolita è la temperatura. L'intervallo operativo è piuttosto limitato, tra 0 e 40°C. A temperature inferiori il fluido diventa troppo denso per una circolazione efficiente, mentre le temperature sopra i 40°C causano la precipitazione dei sali di vanadio dell'elettrolita causando delle potenziali ostruzioni al circuito idraulico e alle pompe.

La durata di vita è teoricamente illimitata dal momento che gli elettrodi/elettroliti non partecipano direttamente alle reazioni se non come portatori di cariche. Inoltre, la membrana non presenta un progressivo decadimento come avviene invece nelle batterie Redox composte da soluzioni di metalli diversi. Il numero di cicli atteso è circa 10,000, corrispondenti a 20 anni di utilizzo continuativo. Un sistema VRB ha raggiunto il record di 13,342 cicli, in due anni di prove di vita accelerate.

Attualmente la ricerca è concentrata sul miglioramento della membrana di separazione, nuove tipologie di stack, migliori modalità di gestione del sistema volte ad aumentare l'efficienza, ridurre l'autoscarica e i costi. E' in fase di sviluppo una seconda generazione di batterie Redox al vanadio, che utilizzano bromuro di vanadio anzichè vanadio. La batteria è stata brevettata dall'australiana University of New South Wales nel 2001 ed è caratterizzata da una densità di energia doppia rispetto alla batteria di prima generazione. In commercio non si trovano accumulatori singoli ma sistemi completi e dimensionati in base al sistema da integrare, risulta quindi difficili analizzare le prestazioni della tecnologia prescindendo da quelle del sistema complessivo. Nonostante le interessanti prestazioni, tali batterie trovano ancora poco impiego per prestazioni in ambito

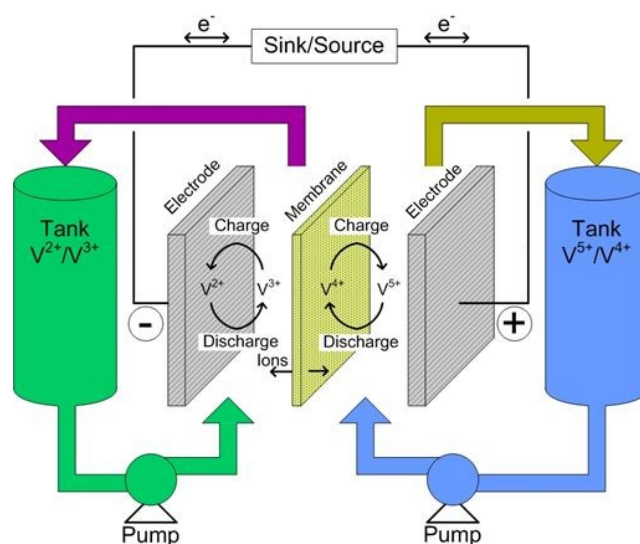


Figura 52 Schema funzionamento di una batteria VRB

stazionario, con un installato che si aggira intorno ai 9 MW nel mondo. L'impianto più grande è stato realizzato a Hokkaido, Giappone, dalle ditte Prudent Energy e Sumitomo Electric Industries. Tale sistema, della taglia di 4 MW – 6 MWh con una potenza di picco di 6 MW per trenta secondi, ha funzionato dal 2005 al 2008 ed era accoppiato ad un parco eolico da 30 MW di potenza e permetteva il livellamento dei picchi di potenza prodotta. Altri sistemi sono i seguenti:

- Un sistema UPS da 1,5 MW in una fabbrica di semiconduttori in Giappone.
- Un compensatore d'uscita da 275 kW in un impianto eolico nelle Tomari Wind Hills presso Hokkaido (Giappone).
- Un compensatore d'uscita da 200 kW, 800 kWh nella fattoria eolica di Huxley Hill sull'isola King (Tasmania).
- Un livellatore di carico da 250 kW, 2 MWh in uso a Castle Valley, Utah (U.S.A.).
- Una batteria a flusso da 12 MWh sta per essere installata nella fattoria eolica di Some Hill, Donegal (Irlanda).



Figura 53 Esempio di impianti di accumulatori VRB, dalla configurazione concettuale a quella commercialmente disponibile in moduli

Nella tabella sottostante viene presentata una sintesi dei parametri prestazionali tipici delle celle Sodio/Zolfo.

Parametro	Valore tipico	Commenti
Tensione nominale di cella [V]	2.076	Dato riferito ad una temperatura di 300°C
Capacità delle celle [Ah]	628	
Energia specifica [Wh/kg]	240	
Potenza specifica [W/kg]	210	
Efficienza energetica [%]	90	Il rendimento si riduce all'80-85% per il modulo al regime delle 8 ore. Aumentando il regime di scarica il rendimento si può ridurre al 70%.
Efficienza amperometrica [%]	100	
Autoscarica mensile [%]	0	L'autoscarica è nulla grazie alla ceramica presente, ottimo isolante.
Vita attesa (80% DoD) [cicli]	4500	
Regime di scarica tipico [C rate]	C/8	
Range di temperatura di lavoro	290÷360°C	Il modulo dotato di coibentazione e sistema di riscaldamento è insensibile alla temperatura esterna.
Ausiliari necessari	Sistema di riscaldamento	

6.9 Confronto tra i diversi tipi di accumulatori elettrochimici

Come visto in precedenza, i sistemi di accumulo elettrochimico trovano al momento un ridotto impiego nelle reti elettriche, coprendo, attualmente, nel mondo una quota pari a 450 MW su un totale di circa 127 GW. Di questi 450 MW, circa il 70% è rappresentato da batterie sodio/zolfo con 316 MW, seguiti dalla tecnologia litio/ioni con un installato di circa 45 MW.

E' evidente che la realtà è alquanto circoscritta, ma le potenzialità di tale tecnologia appaiono molto interessanti e gli sforzi della ricerca e sviluppo (R&S) sono continui e volti a un miglioramento delle performance nonché ad una diminuzione dei costi, vero principale discriminante ad una massiccia penetrazione nella rete elettrica. In tal senso, l'attività di ricerca sull'accumulo elettrochimico copre diversi argomenti, dall'analisi tecnico/economica di alcuni casi di studio, allo sviluppo di sistemi di controllo e gestione dei sistemi di accumulo utilizzati in reti di distribuzione sino allo sforzo nella ricerca di nuovi materiali e tecniche costruttive innovative.

La tabella sottostante permette un confronto tra le principali tecnologie di accumulatori elettrochimici, riassumendone punti di forza e svantaggi.

TECNOLOGIA	VANTAGGI	SVANTAGGI	R&S
Piombo	Economica Tecnologicamente matura Materiale abbondante e riciclabile	Vita attesa breve Bassa potenza ed energia specifica Produzione di idrogeno Prestazioni fortemente dipendenti dal regime di lavoro e dalla temperatura Rendimento energetico basso Difficoltà di misurare lo stato di carica (State of Charge, SOC)	Nuovi drogaggi che permettono un miglioramento delle prestazioni
Nichel/cadmio	Buone prestazioni a basse e alte temperature Tecnologicamente matura Sicurezza elevata	Tossicità del cadmio Autoscarica elevata Produzione di idrogeno Rendimento energetico basso. In calo per la presenza del cadmio, continuerà ad essere utilizzata in applicazioni specifiche Effetto memoria	
Nichel/metal-idruri	Potenza ed energia specifica elevate Sicurezza elevata	Costo elevato Autoscarica elevata Rendimento energetico basso Effetto memoria Difficoltà di misurare il SOC	Riduzione dei costi Aumento della vita attesa
Sodio/zolfo	Potenza ed energia specifica elevate Rendimento energetico elevato Prestazioni indipendenti dalla temperatura Vita attesa lunga Abbondanza di materie prime poco costose	Perdite energetiche per riscaldamento Necessità di un BMS per gestire la batteria in sicurezza, con aumento dei costi	Riduzione dei costi Riduzione della temperatura di lavoro attraverso nuovi separatori ceramici Sicurezza
Sodio/cloruro di nichel	Energia specifica elevata Rendimento energetico elevato Prestazioni indipendenti dalla temperatura	Perdite per riscaldamento Potenza specifica bassa	Riduzione dei costi Aumento della potenza specifica riducendo la resistenza interna Riduzione della temperatura di lavoro attraverso nuovi separatori ceramici Sicurezza

<p>Litio/ioni</p>	<p>Alta energia e potenza specifica Rendimento energetico molto elevato Vita attesa lunga Minima manutenzione</p>	<p>Necessità di un BMS per gestire la batteria in sicurezza, con aumento dei costi La maggior parte delle tipologie non possono essere caricate a bassa temperatura</p>	<p>Materiali elettrodi ed elettroliti meno costosi e più sicuri</p>
<p>VRB</p>	<p>Vita attesa lunghissima Disaccoppiamento della potenza ed energia Scaricabile fino a tensione nulla</p>	<p>Onerosa manutenzione del circuito idraulico Rendimento energetico basso per la presenza di organi attivi Sensibile alla temperatura Energia specifica bassa</p>	<p>Nuove coppie Redox con maggiore energia specifica Riduzione dei costi Miglioramento della gestione</p>

Capitolo 7 SUPERCONDENSATORI

7.1 Introduzione

I supercondensatori (SC), spesso chiamati condensatori elettrochimici o condensatori a doppio strato, sono dispositivi in grado di accumulare energia elettrica in forma elettrostatica.

La tecnologia è stata sviluppata nel 1957 da Becker ed i supercondensatori, denominati anche EDLC – *Electric Double Layer Capacitors*, hanno colmato il gap esistente tra i condensatori tradizionali e gli accumulatori elettrochimici. Sebbene le prime applicazioni risalenti ai primi anni '70 consistevano in sistemi back-up per computer, oggi vengono utilizzati in applicazioni di alta potenza in primo luogo per usi militari, nell'elettronica di potenza e nella trazione elettrica. Si stima un volume d'affari intorno ai 100 milioni di dollari, ma sebbene i prodotti sono disponibili sul mercato, il costo ancora troppo alto ne rallenta una utilizzazione diffusa.

Si distinguono dai condensatori elettrolitici tradizionali per l'utilizzo di materiali di elettrodo con un'elevata superficie utile e per la distanza tra i due elettrodi che è dell'ordine degli Angström (10^{-10} m). Sono simili alle batterie invece sotto svariati aspetti, dall'uso di un liquido elettrolita al proprio interno sino alla possibilità di unire più celle in moduli di grossa taglia. La capacità e la densità energetica, dipendente dalla capacità stessa, hanno ordini di grandezza che sono enormemente maggiori rispetto ai classici condensatori elettrolitici. E' evidente che un condensatore carico è come una sorta di batteria che però, a causa dei bassi valori di capacità, si scarica in tempi brevissimi ed oltretutto con legge esponenziale. Un supercondensatore moltiplica questa possibilità, assumendo valori di capacità nell'ordine delle centinaia o addirittura migliaia di Farad, permettendone così l'uso come riserva per applicazioni di piccola potenza. Per esempio, un comune condensatore elettrolitico possiede una capacità nell'ordine delle decine di mF, mentre un supercondensatore delle stesse dimensioni può presentare una capacità di alcuni F: si tratta di un incremento di tre ordini di grandezza, però generalmente a una tensione operativa minore. I più grandi supercondensatori, attualmente, possono arrivare a valori di capacità di 5000 F, la più alta densità di energia raggiunta è di 30 Wh/kg, valore che si colloca al di sotto di quelli relativi alle batterie al litio. A differenza delle batterie, il supercondensatore presenta una densità di potenza notevolmente più alta

7.2 Descrizione della tecnologia

Un condensatore è un dispositivo che viene utilizzato per accumulare energia sotto forma di cariche elettriche su due conduttori (elettrodi) separati da un dielettrico. I supercondensatori più venduti hanno forma cilindrica e la capacità è data dalla nota formula :

$$C = 2\pi\epsilon_0\epsilon_r \frac{l}{\ln(R_2/R_1)}$$

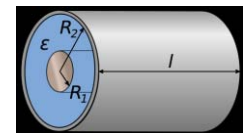


Figura 42
Schematizzazione di
un condensatore

dove: C è la capacità, espressa in Farad, $\epsilon_0\epsilon_r$ è la permeabilità del dielettrico, l è la lunghezza del cilindro e R_2, R_1 sono rispettivamente il raggio esterno ed interno del cilindro. La capacità di ogni condensatore è influenzata dalla forma e dalle dimensioni dei propri elettrodi e dalla permeabilità del dielettrico che li separa. L'energia accumulata U è data invece dalla nota formula:

$$U = \frac{1}{2} C V^2 = \frac{1}{2} Q V$$

C, con ovvio significato dei simboli.

La struttura elementare di un supercondensatore è costituita da due elettrodi, depositati su dei supporti di alluminio che svolgono la funzione di collettori di corrente, separati da un materiale dielettrico e immersi in una soluzione elettrolitica. Gli elettrodi sono realizzati con materiali porosi, generalmente a base di carbonio, al fine di incrementare la superficie di contatto disponibile con l'elettrolita, arrivando a superfici di migliaia di metri quadri. Il separatore dielettrico, generalmente realizzato con carta, plastica o ceramica, è necessario per impedire il passaggio degli elettroni all'interno del supercondensatore, garantendo allo stesso tempo un'elevata permeabilità al passaggio degli ioni dell'elettrolita. La cella piana così costituita viene arrotolata o ripiegata, facendole assumere una forma cilindrica o rettangolare, e quindi viene riposta in un contenitore. Successivamente il sistema viene impregnato da un elettrolita, dipendentemente dalla potenza richiesta dall'applicazione. La tensione di lavoro del supercondensatore è determinata dalla tensione di decomposizione dell'elettrolita e dipende dalla temperatura, dall'intensità di corrente e dalla durata della vita del dispositivo richiesta.

Applicando una differenza di potenziale ai terminali di un supercondensatore s'innesca un processo di separazione degli ioni dell'elettrolita che porta alla formazione di un doppio strato di carica alle interfacce elettrodo/elettrolita, come mostrato nella figura 55.

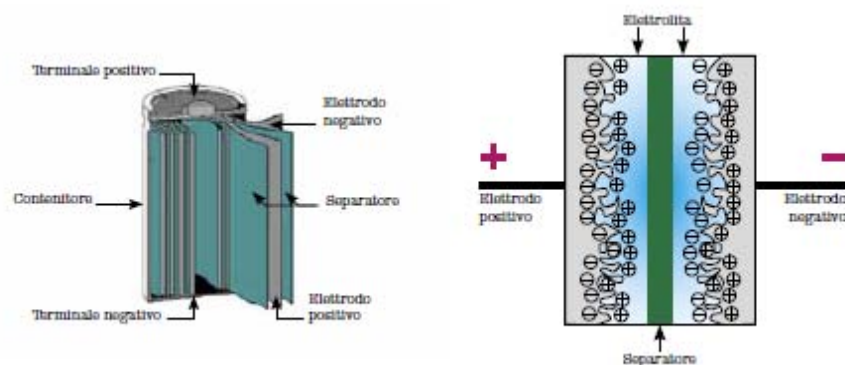


Figura 43 Supercondensatore cilindrico e relativa schematizzazione

In particolare, la tensione applicata determina l'accumulo di elettroni all'elettrodo positivo e la deposizione di cariche ioniche positive all'interfaccia con l'elettrolita. Allo stesso modo, si verifica un eccesso di cariche positive all'elettrodo negativo e la deposizione di cariche ioniche negative all'interfaccia con l'elettrolita.

Tenendo presente la relazione inerente alla capacità di un condensatore cilindrico, è immediato rendersi conto che la capacità di un supercondensatore siffatto è molto elevata, grazie alla sottilissima distanza che separa le cariche opposte alle interfacce tra elettrodi ed elettrolita, ma grazie soprattutto all'enorme superficie degli elettrodi porosi.

Proprio per questo, i materiali più adatti per formare gli elettrodi sono il carbonio, alcuni ossidi metallici e i polimeri conduttivi. Il carbonio viene impiegato più diffusamente come carbone attivo piuttosto che sotto forma di fibre e gel, anche se attualmente la ricerca è incentrata sull'utilizzo di nano-tubi e grafene. Gli elettrodi a base di carbonio sono caratterizzati da basso costo, alta area superficiale, ampia disponibilità, elevata polarizzabilità e presentano un processo produttivo ben consolidato. I migliori elettrodi al carbonio raggiungono attualmente valori di area superficiale per unità di massa nell'ordine di 3000 m²/g, permettendo valori di capacità pari a 250 F/g.

I supercondensatori che sfruttano elettrodi a base di ossidi metallici (rutenio, iridio o metalli nobili) o elettrodi a base di polimeri vengono denominati in modo più specifico pseudocondensatori.

Questi componenti accumulano energia anche attraverso il trasferimento di carica attraverso

l'interfaccia elettrodo/elettrolita. In questo caso, oltre alla formazione del doppio strato di carica, si osserva la presenza di reazioni di ossidoriduzione localizzate all'interno degli elettrodi. Si riescono ad ottenere in questo modo valori di capacità specifica molto più elevati rispetto ai condensatori a doppio strato puri.

L'elettrolita può essere invece del tipo solido, gel o in soluzione organica o acquosa. Tipici elettroliti acquosi sono l'idrossido di potassio, KOH, e l'acido solforico, H₂SO₄, che presentano una tensione di dissociazione di circa 1.2 V. Gli elettroliti organici si ottengono sciogliendo dei sali quaternari (sali costituiti da quattro sali diversi) in solventi organici, e la loro tensione di dissociazione è nell'ordine di 2.5 V ma ha una resistenza interna superiore rispetto alla tipologia acquosa. Il migliore composto organico sul mercato è attualmente il tetraetilammonio tetrafluoroborato (TEATFB) in acetonitrile (CH₃CN), tossico, o in propilene carbonato (C₄H₆O₃). Riassumendo quanto detto precedentemente, le caratteristiche da ricercare nello sviluppo dei supercondensatori per renderli competitivi sono le seguenti:

- alta conduttanza ionica per l'elettrolita e per il separatore (per massimizzare la potenza specifica);
- alta stabilità elettrochimica dell'elettrolita (per massimizzare la tensione nominale);
- alta resistenza elettrica per il setto separatore (per minimizzare le correnti di perdita);
- alta conduttanza elettrica per gli elettrodi (per massimizzare la potenza specifica);
- grande area superficiale degli elettrodi (per massimizzare la capacità);
- basso spessore degli elettrodi e del separatore (per contenere al massimo il volume del dispositivo).

Nei supercondensatori l'accumulo di energia elettrica avviene dunque mediante un processo fisico facilmente reversibile e molto rapido di carica e scarica del doppio strato e non si hanno processi chimici di ossidoriduzione. Questo permette di poter caricare e scaricare in modo molto rapido i supercondensatori per un numero di cicli di vita molto maggiore rispetto a quello degli accumulatori elettrochimici, maggiore di 500,000 cicli. L'efficienza di esercizio è inoltre molto elevata, maggiore dell'85% ma può superare anche il 95%.

7.3 Applicazioni

La bassa densità di energia e gli alti costi di capitale (stimati nel range di 1100-2000 €/kW, compresi i costi di installazione) limitano l'uso di supercondensatori nelle reti elettriche per applicazioni di alta potenza (fino a 10 MW). I supercondensatori, come già visto, sono però molto interessanti per la loro capacità di immagazzinare potenze molto elevate in piccoli volumi, con una elevata stabilità di esercizio, efficienza di accumulo intorno al 95% e un numero elevato di cicli di carica/scarica.

Nelle applicazioni di tipo stazionario si prestano molto bene a compensare le fluttuazioni di potenza nella rete elettrica per garantire la stabilità della rete e per la regolazione della tensione. Sono inoltre particolarmente adatti alle applicazioni di *power quality*. I vantaggi dei supercondensatori rispetto ad altri sistemi di accumulo analoghi, quali ad esempio i volani ad alta velocità, sono le dimensioni e il peso ridotti, la semplicità di gestione e di manutenzione e i costi relativamente contenuti. Altra possibile applicazione è l'accoppiamento con sistemi di accumulo elettrochimico per migliorarne la risposta di potenza veloce.

Nella tabella sottostante viene presentata una sintesi dei parametri prestazionali tipici dei supercondensatori.

Parametro	Valore tipico	Commenti
Tensione nominale di cella [V]	1÷2.7	La tensione nominale di cella dipende dalla tecnologia costruttiva del componente. I supercondensatori con elettrolita organico presentano una tensione maggiore di quelli con elettrolita acquoso.
Capacità faradica delle celle [F]	1÷5000	
Energia specifica [Wh/kg]	1÷10	L'energia specifica è molto bassa, essendo dispositivi di potenza
Potenza specifica [W/kg]	300÷10,000	
Efficienza energetica [%]	85÷95%	
Vita attesa [cicli]	500,000÷1,000,000	Questo valore è ottenuto per cicli di lavoro compresi tra la tensione massima e metà di quest'ultima.
Range di temperatura di lavoro	-40÷65 °C	
Ausiliari necessari	Sistema di bilanciamento	

Capitolo 8 LE TECNOLOGIE DI ACCUMULO DI ENERGIA ELETTRICA EMERGENTI

In questo capitolo vengono sintetizzate le tecnologie di accumulo attualmente in fase di ricerca e sviluppo, che dovrebbero venire sviluppate entro il 2020. Tali sistemi sono ancora in una fase “demo”, ciò significa che entro il 2020 non saranno commercializzate e pronte ad essere operative, ma daranno in realtà un contributo importante su quale strada intraprendere per riuscire a far penetrare i sistemi di accumulo di energia elettrica in tutti i livelli della rete elettrica. La tabella sottostante illustra i principali sistemi di accumulo emergenti.

Tipo di tecnologia	Stato dell'arte attuale	Orizzonte temporale
Sistema di accumulo ad aria liquida	Sotto studio. Prima versione “demo” da 50 MW – 30 MWh	2013-2015
Non/Low-fuel CAES	Sotto ricerca per migliorare l'efficienza operativa. Prima versione pilota da 5 MW	2015
Impianti di pompaggio sotterranei	Sotto studio. Nuovi concetti ancora da sviluppare.	Da definire
Nano-Supercapacitori	Test in laboratorio. Alta densità di potenza ed energia, costi contenuti.	2013-2015
Volani avanzati	Sotto studio. Alta densità di energia.	2015
Batteria a flusso di elettrolita H₂/Br	Test in laboratorio. Costi contenuti.	2013-2014
Batteria al Piombo/acido avanzata	Test in laboratorio. Costi contenuti ed elevata vita utile.	2013-2015
CAES isoterma	Versioni pilota da 1 MW e 2 MW	2013
Batterie Litio/ioni, Litio/aria e altre avanzate	Sotto studio e test in laboratorio. Costi contenuti, alta densità di energia	2015-2020

Parte Seconda

9.1 Introduzione

In questo capitolo viene ripresa la descrizione semplificata riportata nel capitolo 4. Verranno descritti gli impianti attualmente operativi e le ultime configurazioni proposte per incrementare le performance di tale tecnologia di accumulo.

9.2 Impianti esistenti

Attualmente esistono due impianti funzionanti, uno in Germania (Huntorf) e uno negli Stati Uniti (McIntosh, Alabama). Da evidenziare come anche nel panorama italiano si sia sperimentata tale tecnologia: ENEL negli anni '80 realizzò una piccola unità da 25 MW a Sesta (SI), utilizzando una formazione geologica porosa contenente precedentemente CO₂.

L'impianto di Huntorf

L'impianto di Huntorf, situato nei pressi di Brema, è stato realizzato nel 1978. La potenza nominale relativa alle turbine a gas è di 290 MW e lo stoccaggio avviene grazie ad una coppia di caverne saline realizzate ad una profondità variabile tra i 650 e gli 800 metri per un volume complessivo di circa 310,000 m³. La realizzazione è stata effettuata grazie all'iniezione di acqua, la quale è stata pompata e rimossa dalla caverna per sciogliere il sale e formare in tal modo il serbatoio. La profondità delle caverne è superiore a 600 m che assicura un accumulo di aria stabile per diversi mesi e garantisce una massima pressione di 100 bar sebbene la massima pressione di esercizio risulti minore.

Una caverna rimane in esercizio giornalmente. La seconda caverna invece è utilizzata per regolare il vicino impianto

nucleare e fungere quindi da riserva pronta con capacità di

black start in caso di fuori servizio inaspettati da parte del suddetto impianto. L'impianto è molto utile anche come appoggio alla vicina area industriale tedesca in termini di riserva energetica pronta. Da un punto di vista tecnico, la costruzione di due caverne anziché una porta una serie di vantaggi:

- la manutenzione necessita la messa fuori servizio della caverna;
- il minor volume dei serbatoi facilita le operazioni di iniezioni e prelievo di aria;
- la procedura di avvio per il compressore dell'impianto richiede una pressione minima di 13 bar in almeno una delle caverne.

Un aspetto critico nella progettazione dei serbatoi di accumulo era rappresentato dal prelievo di portate d'aria estremamente elevate, pari a 417 kg/s, combinato con l'esigenza di basse perdite di carico. Le condotte utilizzate rispecchiano tali specifiche con un diametro di 24.5'' (poco più di 62

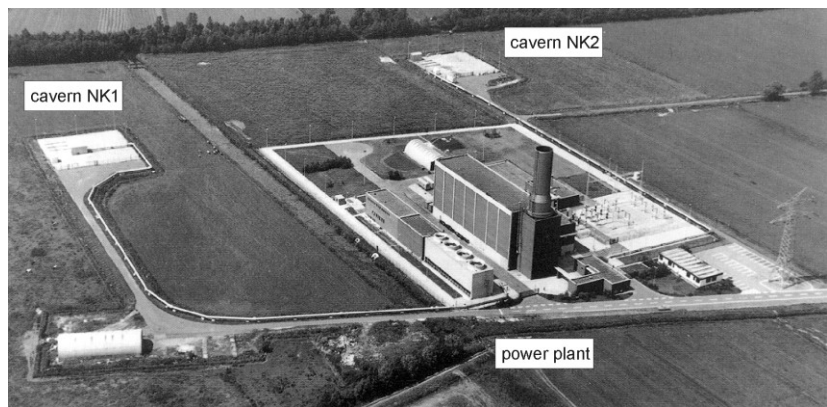


Figura 44 Veduta panoramica dell'impianto di Huntorf

cm). Le problematiche inerenti alla corrosione delle condotte inizialmente in acciaio sono state trattate con l'iniezione di aria secca per evitare la possibile infiltrazione di aria umida nei giunti posti nella parte finale delle condotte (la parte finale è composta da un condotto che fuoriesce per 80 metri circa dalla sommità della caverna per prevenire il prelievo di polvere salina che andrebbe a danneggiare le turbine). Dati i numerosi problemi di corrosione, negli anni '80 sono state sostituite le condotte in acciaio con 58 tubazioni in plastica composita a matrice organica (FRP, fibre-reinforced plastic).

La prima iniezione delle caverna è stata effettuata grazie ad un compressore mobile che ha compresso aria in una delle caverne fino a 7 bar, in modo da garantire una minima pressione di ritorno e una velocità di flusso non superiore ai 20 m/s.

La costruzione dell'impianto da parte della ditta AAB richiese circa trenta mesi di lavoro, con un costo specifico d'investimento (al 2002) pari a circa 400 \$/kW.

La figura 53 illustra alcuni dati tecnici dell'impianto.

In condizioni normali, l'avviamento dell'impianto richiede circa 11 minuti, che in caso di necessità possono essere dimezzati. La pressione di accumulo all'interno dei serbatoi è fissata pari a 66 bar sebbene la massima ammissibile è di circa 70 bar. La compressione avviene in due stadi: il compressore di bassa pressione è un compressore assiale, mentre quello di alta pressione è un compressore centrifugo. Per raggiungere il minor consumo possibile di potenza da parte dei compressori, circa 60 MW, sono stati inseriti degli scambiatori di calore tra i vari stadi per raffreddare l'aria in ingresso. In aggiunta, l'aria compressa viene raffreddata sino a 50°C prima di essere iniettata nella caverna (temperatura approssimativa delle pareti della caverna saline).

Nella fase di espansione la pressione del serbatoio scende sino a 46 bar. Al fine di garantire una pressione costante (42 bar) in ingresso della zona turbinaggio è utilizzato un riduttore di pressione.

Prima di entrare nella fase di turbinaggio, l'aria compressa è utilizzata in due camere di combustione alimentate da gas naturale.

I risultanti gas della combustione vengono quindi espansi grazie ad una turbina a gas a due stadi per generare energia. La turbina di bassa pressione opera con una pressione di ingresso di circa 11 bar. L'efficienza complessiva dell'impianto è del 42%.

output	
➤ turbine operation	290 MW (≤ 3 hrs)
➤ compressor operation	60 MW (≤ 12 hrs)
air flow rates	
➤ turbine operation	417 kg/s
➤ compressor operation	108 kg/s
air mass flow ratio in/out	1/4
number of air caverns	2
air cavern volumes (single)	$\approx 140\ 000\ m^3$
	$\approx 170\ 000\ m^3$
total cavern volume	$\approx 310\ 000\ m^3$
cavern location – top	$\approx 650\ m$
- bottom	$\approx 800\ m$
maximum diameter	$\approx 60\ m$
well spacing	220 m
cavern pressures	
➤ minimum permissible	1 bar
➤ minimum operational (exceptional)	20 bar
➤ minimum operational (regular)	43 bar
➤ maximum permissible & operational	70 bar
maximum pressure reduction rate	15 bar/h

Figura 45 Parametri tecnici nominali dell'impianto di Hunterf

La figura sottostante illustra uno schema semplificato dell'impianto.

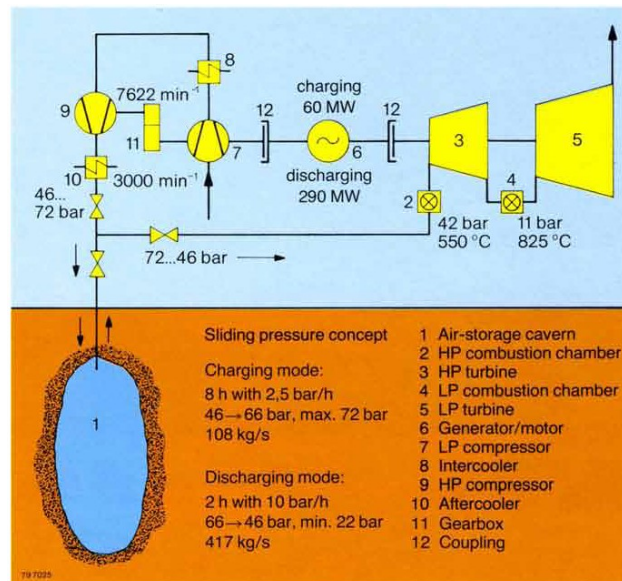


Figura 46 Schema semplificato di impianto

L'impianto CAES di Huntorf è completamente automatizzato grazie ad un sistema di controllo remoto. Vi sono però delle differenze considerevoli tra controllare una turbina a gas di un impianto turbogas convenzionale e un impianto CAES. Il controllo del carico per un impianto turbogas convenzionale è effettuato modulando la quantità di combustibile iniettato e non la quantità di aria con un consumo significativo di calore ai carichi parziali. In un impianto CAES invece, viene regolata la portata di aria in ingresso, la temperatura in ingresso della turbina di alta pressione e la temperatura in uscita dalla turbina di bassa pressione con un considerevole risparmio energetico ai carichi parziali.

L'affidabilità dell'impianto è elevata, compresa fra il 95% e 99% a conferma dei 35 anni di esercizio. La figura sottostante mostra il numero di avviamenti compresi dal 1978 al 2000. Il numero ha fluttuato ampiamente negli anni per varie cause:

- la connessione dell'impianto ad una rete elettrica più grande, datata 1985, inserendo l'impianto in un complesso di numerose stazioni di pompaggio;
- il ruolo principale di riserva energetica pronta all'uso in caso di guasti ad altri impianti;
- il ruolo alternativo di coprire le punte di richiesta di energia, quando richiesto.

Oggi, l'impianto di Huntorf è utilizzato principalmente come appoggio ai tradizionali impianti termoelettrici. Un impianto di media taglia tradizionale ad esempio, impiega dalle tre alle quattro ore per raggiungere la massima capacità di esercizio. L'impianto CAES copre il fabbisogno nel periodo intermedio. Un altro tipico utilizzo è quello di *peak shaving* nelle ore notturne, quando nessun altro impianto di pompaggio può entrare in esercizio. Un'altra importante applicazione è associata con il forte sviluppo di energia eolica in tutta la Germania.

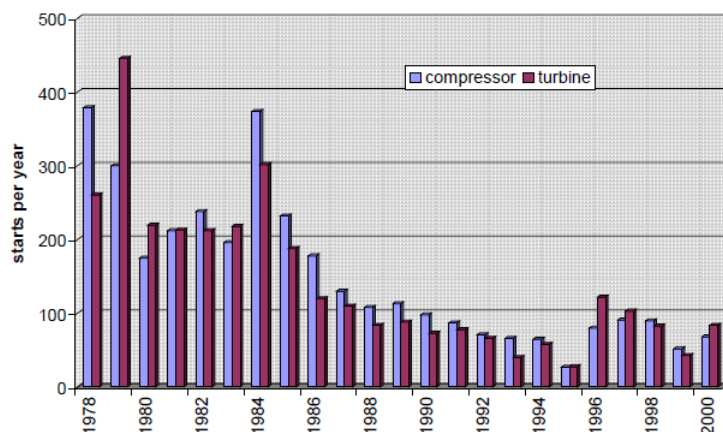


Figura 47 Numero di accensioni del compressore e della turbina nei vari anni di esercizio

L'impianto CAES di Huntorf è il primo impianto di accumulo ad aria compressa al mondo. Sebbene la tecnologia abbia 35 anni e sono sorte problematiche con i materiali costituenti le condutture, l'impianto continua e continuerà ad operare in maniera soddisfacente, visto soprattutto il ruolo che stanno assumendo gli impianti di accumulo in questi ultimi anni.

L'impianto di McIntosh

Il secondo impianto CAES al mondo, secondo anche cronologicamente parlando, è l'impianto di McIntosh, Alabama, operativo dal 1991. La capacità nominale dell'impianto è di 110 MW ed è in grado di fornire energia elettrica continuamente per 26 ore a pieno carico.

L'impianto, analogamente a quello di Huntorf, utilizza l'elettricità in eccesso generata da una vicina centrale termoelettrica a carbone durante le ore di bassa domanda di energia (quando i costi dell'elettricità sono più bassi) per comprimere l'aria e quindi stoccarla. L'aria compressa genera elettricità nei periodi di punta e viene venduta ad un prezzo più alto.

La costruzione dell'impianto da parte del gruppo industriale Dresser-Rand ha richiesto circa 30 mesi di lavoro per un costo totale di investimento di circa 65 milioni di dollari. Il costo specifico di investimento varia tra i 600 \$/kW e gli 830 \$/kW.

La configurazione dell'impianto è simile a quella di Huntorf con alcune differenze significative: lo stoccaggio avviene in un' unica caverna salina dal volume di circa 560,000 m³ posta a circa 457 metri al di sotto della superficie, ma la differenza più sostanziale è la presenza di un recuperatore di calore a monte della camera di combustione che preriscalda l'aria in ingresso grazie ai gas di scarico provenienti dalla turbina di bassa pressione. Ciò consente un risparmio di gas naturale del 22%. Il treno di macchinari costituito dal gruppo compressori, camere di combustione, gruppo turbine ed alternatore/motore è uno dei più lunghi al mondo con i suoi 42.5 metri circa.

Il gruppo compressori comprende tre compressori in serie: centrifugo di alta pressione, assiale di bassa pressione e alternativi nella zona intermedia. La pressione nel serbatoio è circa di 75 bar, che viene ridotta a circa 45 bar prima di entrare nello scambiatore di calore.

L'efficienza dell'impianto è del 54%, grazie soprattutto al suddetto recuperatore di calore.

L'inerzia dell'impianto è bassissima: solamente 14 minuti per raggiungere i 110 MW di potenza in uscita. La potenza associata con il gruppo compressori è invece di 51 MW.

Altra caratteristica dell'impianto è l'elevata flessibilità di esercizio: grazie alla combinazione motore-generatore, regolato da un sistema a frequenza variabile (VDF) e quella dei gruppi di compressione ed espansione, operanti a velocità variabile, le transizioni tra la modalità di compressione e di generazione elettrica hanno tempistiche molto brevi. Il passaggio dalla produzione di energia a quella di accumulo può essere raggiunta in 5 minuti, mentre la regolazione

da compressione alla generazione di energia richiede circa 13 minuti. Anche l'affidabilità di tale impianto è molto elevata: dal 95% al 99%.

La figura 60 illustra uno schema semplificato dell'impianto.

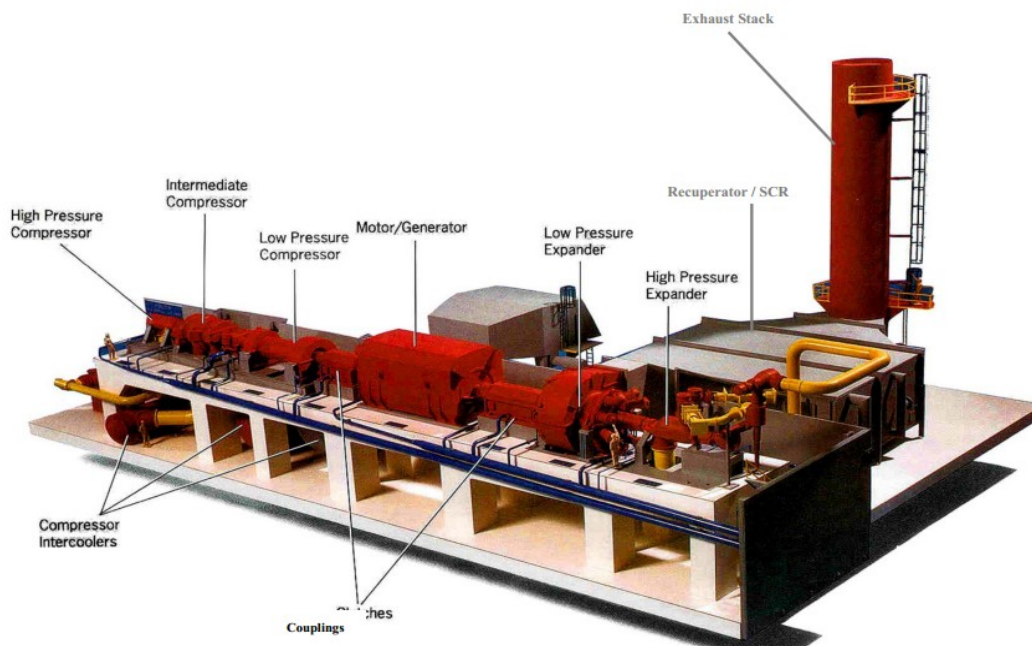


Figura 60 Schema dell'impianto di Mc Intosh

9.4 Configurazioni attuali e future

Possono essere applicate diverse configurazioni di cicli termodinamici al modello di un impianto CAES. La selezione della struttura più adatta è dettata da condizioni specifiche ed operative, dalla morfologia del sito di installazione nonché da considerazioni economiche sui costi di investimento, su quelli variabili di esercizio e sulle caratteristiche di funzionamento/rendimento complessivo.

Attualmente, con il termine *prima generazione* inerente agli impianti CAES, vengono identificate le configurazioni convenzionali già esistenti o, comunque, versioni di quest'ultime più avanzate, con potenziali accortezze termodinamiche per migliorare il rendimento energetico di ciclo.

Gli impianti CAES di *seconda generazione* invece si riferiscono ai cosiddetti impianti ibridi.

CAES convenzionale

Entrambi gli impianti esistenti appartengono alla prima generazione di impianti CAES convenzionale. E' una configurazione che, come evidenziato, prevede:

- un treno di compressori con stadi di inter e post- refrigerazione, aventi lo scopo di minimizzare il lavoro di compressione e massimizzare la quantità di accumulo;
- un sistema di accumulo, naturale o artificiale, inclusi tubazioni e raccordi;
- delle camere di combustione a diversi livelli di pressione, dove l'aria accumulata è il comburente classicamente del gas naturale;
- un treno di espansori;
- un alternatore/motore che avvia/spegne la fase di generazione/accumulo grazie ad un sistema di frizione;

- attrezzature ausiliarie (stoccaggio del combustibile e propria iniezione, sistema di raffreddamento, sistemi meccanici, impianti elettrici, scambiatori di calore);
- sistema di controllo remoto (per regolare e controllare l'accumulo di energia in ore specifiche, per passare dalla modalità di generazione a quella di accumulo o viceversa, per la regolazione della rete elettrica circostante).

Una versione più avanzata, come l'impianto di McIntosh, prevede che l'aria compressa, prima di entrare in camera di combustione, sia preriscaldata in uno scambiatore di calore grazie ai gas di scarico della turbina. L'efficienza energetica dell'impianto aumenta notevolmente con quest'ultima configurazione. La figura sottostante illustra lo schema semplificato dell'impianto.

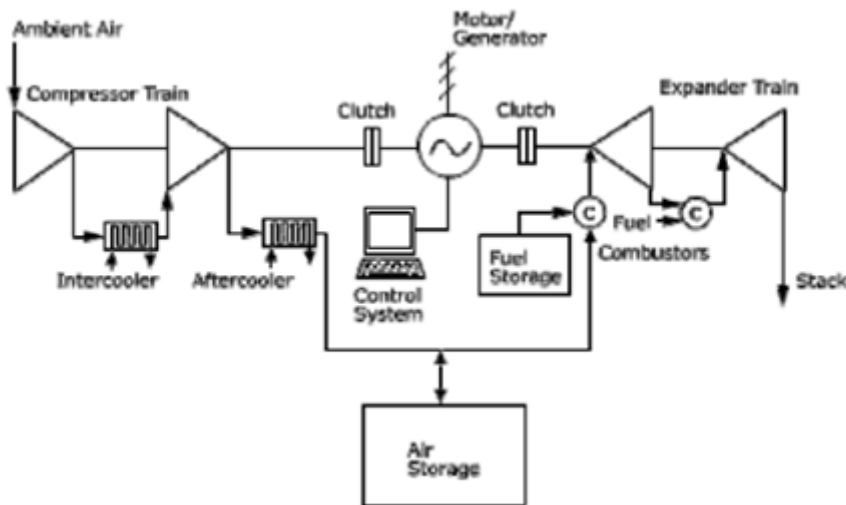


Figura 61 Schema semplificato di un impianto CAES convenzionale

Da notare come gli impianti CAES non sono degli “autentici” impianti di accumulo di energia come ad esempio gli impianti di pompaggio, batterie o volani, in quanto utilizzano un combustibile (gas naturale, olio combustibile o idrogeno) per riscaldare l'aria durante la fase di scarica.

Questa particolare configurazione comporta una densità di energia significativa vista anche una differenza di resa energetica dal 25% al 60% tra le fasi di generazione e accumulo (percentuale dettata dalla particolare configurazione di impianto) e la possibilità di differire temporalmente le fasi di espansione e compressione. Ciò comporta relativamente bassi consumi di combustibile rispetto a un impianto turbogas convenzionale.

L'*heat-rate* (quantità di energia, solitamente da combustibile, utilizzata per generare ogni chilowattora (kWh) di energia elettrica, espressa in unità di kJ/kWh o Btu/kWh) per questo tipo di impianti è variabile e dipende dal particolare ciclo termodinamico di riferimento. I valori variano tra gli 8440 kJ/kWh di output per le configurazioni più energeticamente penalizzanti e i 4115 kJ/kWh di output per le versioni più spinte. Il CAES convenzionale prevede un *heat rate* di circa 4220 kJ/kWh contro un *heat-rate* per un gruppo turbogas classicamente intorno agli 8970-12650 kJ/kWh di output.

Come accennato precedentemente, possono essere individuate delle modifiche termodinamiche per migliorare la *round-trip efficiency* del sistema. Tra le più apprezzabili:

- in alternativa al recuperatore, è possibile sfruttare il calore residuo dei gas di scarico della turbina per alimentare la caldaia a recupero (HRSG) di un ciclo a vapore a valle dell'impianto CAES. Il ciclo combinato così costituito è però caratterizzato dall'elevata

inerzia del ciclo a vapore, il quale impiega circa un'ora dall'avvio dell'impianto CAES a raggiungere la massima capacità operativa.

Pertanto, questo concetto è applicabile per i casi che necessitano di ulteriore potenza di picco per operazioni di lungo termine. Rispetto al ciclo convenzionale, questo ciclo riduce il volume specifico di stoccaggio per kWh di output, con una corrispondente riduzione dei costi del serbatoio di stoccaggio.

La figura sottostante illustra uno schema semplificato del ciclo suddetto.

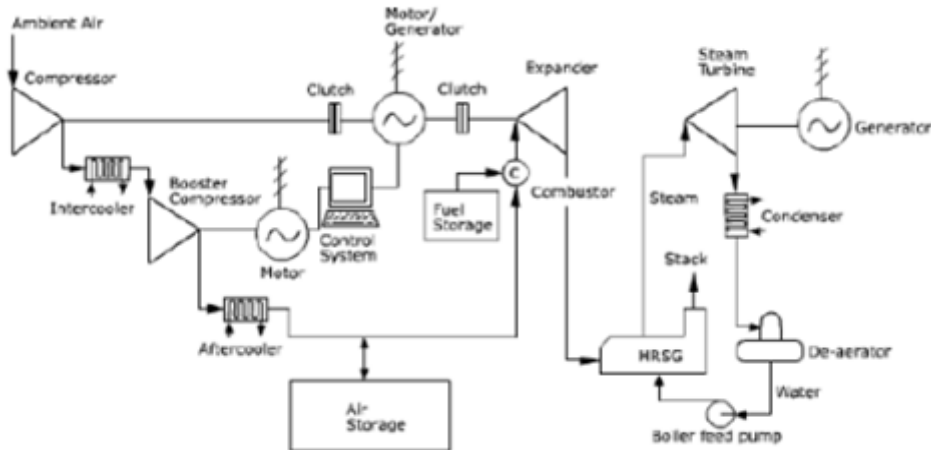


Figura 62 Schema semplificato di un impianto CAES con caldaia HRSG

- è possibile aumentare la potenza di un impianto CAES tradizionale pensando ad un ciclo STIG (*Steam Injected Gas Turbine*), dove il calore dei gas di scarico è utilizzato da una caldaia a recupero (*HRSG*) per produrre vapore da iniettare in camere di combustione. Altra alternativa al fine di aumentare potenza e rendimento del ciclo termodinamico può essere l'umidificazione dell'aria preriscaldata prima dell'immissione in camera di combustione. L'acqua utilizzata non necessita di demineralizzazione. Tale ultima configurazione, oltre ad aumentare la flessibilità dell'impianto, porta ad una riduzione del consumo di combustibile ed emissioni. La massa d'aria necessaria all'accumulo, in termini di unità di potenza, è significativamente ridotta grazie all'umidificazione. Conseguentemente, il volume del serbatoio di stoccaggio dell'aria è minore rispetto agli altri tipi di cicli CAES. La figura sottostante illustra lo schema semplificato di un impianto CAES con umidificazione dell'aria (*CASH, Compressed Air Storage with Umidification*).

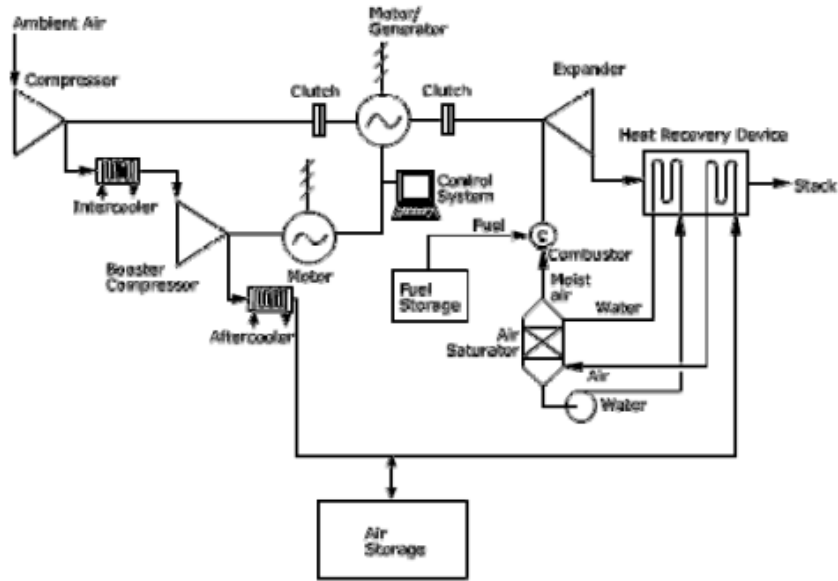


Figura 63 Schema semplificato di un impianto CAES con ciclo STIG

- Altra configurazione termodinamica possibile è rappresentata dal cosiddetto CAES adiabatico. In questo caso, il calore generato durante la fase di compressione è accumulato e riutilizzato per preriscaldare l'aria nella fase di espansione, consentendo la riduzione o eventualmente la totale eliminazione dell'impiego di combustibili. L'accumulo di calore può essere fatto sotto forma di calore latente, utilizzando ad esempio sali che subiscono transazioni di fase, o sotto forma di calore sensibile, tramite olii termici o materiali ad alte prestazioni termiche (basalto o materiali ceramici). Al limite, il risultato è il cosiddetto CAES "adiabatico" in cui non viene utilizzato alcun combustibile. L'efficienza energetica per questo tipo di impianto CAES si stima essere del 65% circa. Segue lo schema semplificato dell'impianto suddetto.

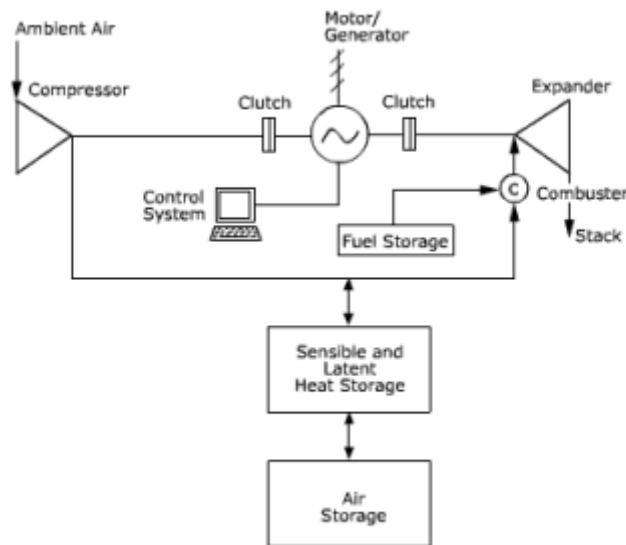


Figura 48 Schema semplificato di un impianto CAES adiabatico

Un'altra opzione per l'accumulo di energia mediante aria compressa e sulla falsa riga della configurazione adiabatica prevede la compressione e l'espansione isoterma, senza cioè variazioni apprezzabili della temperatura dell'aria in entrambi le fasi. Tale soluzione non prevede ovviamente l'utilizzo di combustibile.

Da questo punto di vista il gruppo statunitense SustainX ha recentemente brevettato un sistema CAES isoterma, denominato ICAES™, con un'efficienza superiore al 90%. L'impianto utilizza dei cilindri idraulici per le fasi di accumulo e generazione, piuttosto che i classici turbocompressori, e lo scambio termico con l'ambiente viene costantemente monitorato.

Cicli ibridi

I cicli ibridi sono stati studiati alla fine degli anni '90 al fine di cercare nuove soluzioni e configurazioni impiantistiche innovative. Una di queste è stata selezionata da EPRI (Electric Power Research Institute) come possibile impianto CAES di seconda generazione.

L'impianto prevede l'integrazione di una turbina a gas alimentata da gas naturale con un ciclo CAES convenzionale. L'aria compressa, dopo essere stata preriscaldata dai gas di scarico della turbina a gas, è fatta espandere senza uso di combustibile. A valle dell'espansione, una parte dell'aria a temperatura inferiore di quella ambiente, viene inviata al compressore del gruppo turbogas. I costi specifici d'investimento per questa e altre configurazioni ibride è stimata intorno ai 700 \$/kW di potenza installata, anche se il dato è affetto da incertezze significative.

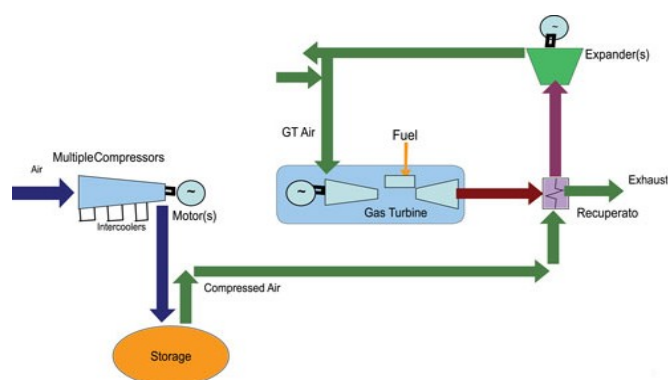


Figura 49 Schema semplificato di un impianto CAES ibrido

9.5 Tipologie di serbatoio di accumulo

Un serbatoio di accumulo deve rispondere a svariate specifiche di lavoro. Da un punto di vista tecnico sono preferibili serbatoi operanti a pressione costante e che garantiscano basse perdite di carico durante le fasi carica e scarica. Deve essere inoltre garantita l'integrità del sistema per tempistiche nell'ordine di decine di anni, visto anche il costo d'investimento e i numerosi cicli di carica e scarica. Chiaramente la scelta del serbatoio di accumulo più idoneo allo stoccaggio è dettata da considerazioni tecnico-morfologiche del sito di installazione nonché da valutazioni economiche. L'elenco sottostante descrive le tipologie di serbatoio che attualmente riscuotono maggior interesse.

Caverne saline

Le caverne saline sono realizzate sciogliendo parte di un giacimento sotterraneo di sale in modo da dimensionare la cavità per dimensioni e geometria idonee. La tecnica involve solitamente l'iniezione di acqua in pressione nella suddetta formazione rocciosa. I costi tipici sono relativamente bassi aggirandosi intorno a 1-2 \$/kWh di output. Tale configurazione è ricercata in quanto già

matura (è presente negli unici due impianti allacciati alla rete) e in quanto vantaggiosa dal punto di vista tecnico. Le probabilità di perdite, infatti, grazie alle proprietà meccaniche e morfologiche delle formazioni saline sono limitate ed anche le perdite di carico sono trascurabili rispetto ad altre configurazioni. Un aspetto importante, oltre a quelli di tipo operativo, è rappresentato dalla presenza di ossigeno ed eventuali batteri anaerobici provenienti da processi ossidativi che potrebbero ridurre la massa d'aria stoccata e l'affidabilità dell'impianto e dei componenti.

Caverne rocciose o miniere abbandonate

Tale configurazione risulta potenzialmente la migliore se si vuole operare a pressione costante. Generalmente tali formazioni rocciose risultano non porose, garantendo quindi una ottimale tenuta. Per contro, i costi d'investimento risultano e più alti, attestandosi intorno ai 30 \$/kWh di output. Lo scavo infatti, risulta molto più problematico rispetto alla configurazione precedente. Nel caso di miniere abbandonate i costi si riducono a circa un terzo, intorno ai 10 \$/kWh.

Formazioni porose

Tipicamente questa tipologia è rappresentata da rocce arenarie porose presenti negli acquiferi salini o nei giacimenti di petrolio o gas naturale. Le formazioni geologiche circostanti devono garantire sufficiente integrità strutturale per l'accumulo dell'aria, prevedendo uno strato impermeabile per la tenuta ottimale del serbatoio.

I costi d'investimento si stimano essere intorno ai 2-7 \$/kWh che però si abbassano notevolmente in caso si voglia espandere il volume di accumulo, con una stima intorno a 0.11 \$/kWh. Il vantaggio di queste formazioni, oltre ai bassi costi incrementali, è la facile reperibilità di questi siti.

Da un punto di vista operativo, alcuni test tecnici hanno evidenziato che è richiesta una porosità superiore al 13% per garantire il desiderato volume di accumulo e le portate di aria richieste. Anche queste formazioni geologiche necessitano di test chimici per garantire le proprietà minerali e chimiche delle rocce porose.

Serbatoi artificiali e tubazioni

Tale configurazione si presta maggiormente per impianti di piccola taglia. Mentre le configurazioni precedenti sono tipicamente sotterranee, i serbatoi artificiali hanno il vantaggio di trovarsi in superficie. Con particolare riferimento all'accoppiamento con impianti eolici offshore, una possibile soluzione prevede la compressione dell'aria all'interno di tubazioni che collegano il parco eolico all'impianto di espansione posto sulla terraferma.

Il costo d'investimento stimato per tubazioni o serbatoi metallici è molto variabile, funzione del sito d'installazione e della particolare configurazione CAES di accumulo. Le stime si aggirano intorno ai 40-140 \$/kWh di output.

Accumulo sottomarino

L'accumulo sottomarino accoppiato a parchi eolici off-shore è attualmente una configurazione in fase di ricerca e sviluppo presso numerose associazioni e istituzioni. L'MIT propone di ancorare alle turbine eoliche delle sfere di cemento cave. In fase di accumulo l'energia prodotta dalle turbine è utilizzata per pompare l'acqua marina al di fuori delle cavità sferiche. In fase di generazione l'acqua, rientrando nella sfera, aziona una turbina idraulica. Alternativa, proposta dall'Università di Nottingham, è l'ancoraggio di palloni sottomarini a profondità di alcune centinaia di metri di profondità sotto il livello del mare per accumulare aria in un serbatoio operante a pressione costante accoppiato a un impianto CAES adiabatico.

Capitolo 10 I MODELLI MATEMATICI UTILIZZATI NELLA SIMULAZIONE DELL'ESERCIZIO DI UN IMPIANTO CAES

10.1 Perché la scelta di un impianto CAES?

Gli studi più significativi inerenti i sistemi di accumulo di energia elettrica riguardano gli impianti di pompaggio idroelettrico, in quanto tecnologia matura ed effettivamente già ampiamente disponibile. La scelta di analizzare le prestazioni tecnico-economiche di un impianto CAES è dettata dal fatto che tali impianti si presentano come la migliore alternativa ai classici impianti di pompaggio idroelettrico. Dove il pompaggio non può arrivare, generalmente per vincoli economici, geologici od operativi, la tecnologia CAES si identifica come la soluzione più idonea. Dagli studi effettuati si evince anche come la tecnologia CAES sia la più promettente anche dal punto di vista economico presentando un LCOE^[1] prossimo a quello dei sistemi di pompaggio.

10.2 Modalità di simulazione

In tale elaborato di tesi, la modellazione dell'impianto CAES e la simulazione dinamica sono stati effettuati attraverso il software *Simulink*, ambiente di simulazione dinamica del pacchetto *Matlab*®. Rifacendosi alle considerazioni fatte nell'introduzione di questo capitolo, si è scelto di simulare l'esercizio di due differenti impianti CAES nell'ottica di due scenari operativi.

Il primo scenario simula l'esercizio di un impianto CAES nella cosiddetta modalità di *load-factoring*, operando sui prezzi del mercato del giorno prima (MGP) con l'intento di massimizzare i profitti. Il secondo scenario prevede il collegamento di un impianto CAES ad un parco eolico. Le caratteristiche tecniche degli impianti sono dettate dal particolare scenario di riferimento e da considerazioni acquisite in letteratura. Considerazioni più dettagliate sugli scenari verranno fornite nei capitoli successivi.

Entrambi gli scenari simulano su un arco temporale di un anno, ovvero 8760 ore, ed il simulatore scelto come algoritmo di integrazione numerica è a tempo discreto. Il passo di integrazione è 0.1 volte il tempo di simulazione, quindi i risultati in uscita sono rappresentati da 87600 dati.

Alcuni dati di input come i prezzi orari dell'energia, la temperatura annua esterna o i dati di riferimento per trattare l'off-design delle macchine sono stati reperiti in letteratura ed inseriti nel *work-space* di *Simulink*.

I dati di output inerenti alla simulazione annua sono un numero notevole e pertanto verrà proposta anche una simulazione settimanale al fine di illustrare in maniera più chiara le dinamiche che interessano l'esercizio degli impianti CAES all'interno dei due scenari.

Nei prossimi paragrafi verranno descritti i modelli matematici utilizzati per simulare l'andamento dinamico dei parametri operativi dell'impianto.

Da evidenziare come l'utilizzo del software *Simulink* non permetta un'analisi di ottimizzazione. Conseguentemente, la simulazione di esercizio dell'impianto fornirà risultati tanto più soddisfacenti quanto più i modelli matematici e le tecniche di controllo utilizzate sono valide ed efficaci.

[1] Il LCOE è il prezzo a cui occorre vendere l'energia generata da ciascun sistema di accumulo per coprire tutti i costi relativi alla costruzione e all'esercizio dell'impianto (oneri finanziari e tasse inclusi) e ottenere un determinato ritorno sul capitale proprio investito.

10.3 Modello del sistema compressore -valvola - serbatoio

A differenza degli impianti che operano con fluidi incompressibili, nei sistemi pneumatici il fluido di lavoro è comprimibile e pertanto la risposta dinamica di un componente pneumatico è più lenta ed oscillatoria di quella ottenibile con l'analogo sistema idraulico. L'aumento di comprimibilità di un aeriforme rispetto un liquido è dell'ordine 10^2 - 10^4 volte, a seconda della pressione di lavoro dell'aeriforme. Lo studio del flusso di un gas è più complesso poichè la densità non è costante e la velocità del flusso può raggiungere il regime sonico.

Lo schema impiantistico di riferimento è il seguente, con ovvio significato dei simboli:

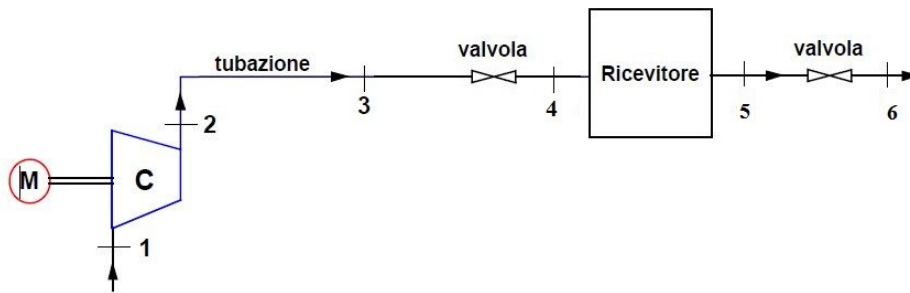


Figura 50 Schema semplificato del modello utilizzato

La difficoltà principale consiste nel far dialogare tra loro i vari componenti presenti, secondo un modello di riferimento il più possibile aderente alla realtà delle trasformazioni termodinamiche in gioco. Soprattutto il sistema compressore, valvola a monte del serbatoio e serbatoio (ricevitore) presenta un grado di complessità maggiore.

Prendendo in considerazione la valvola di strozzamento alla mandata del compressore, le relazioni matematiche che la modellano devono tenere conto della comprimibilità del fluido e delle caratteristiche del flusso. Il modello matematico di riferimento si basa sulla teoria dei flussi gassosi attraverso uno strozzamento.

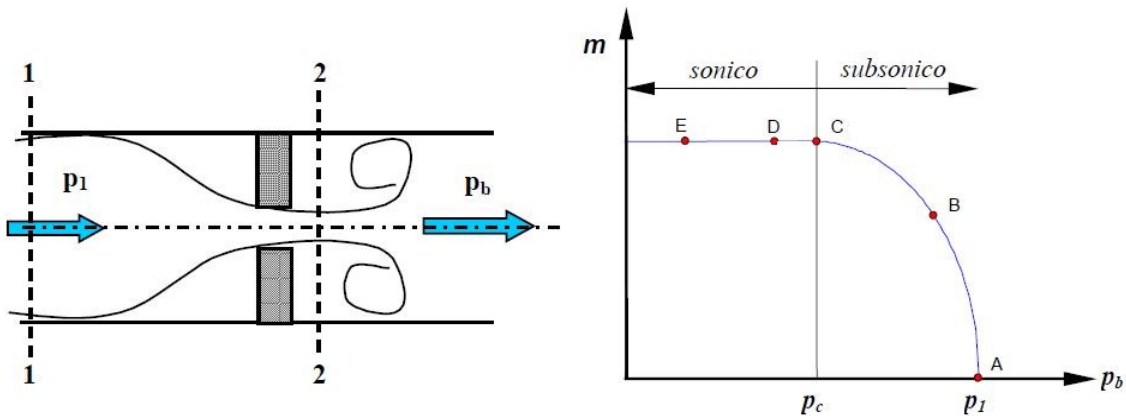


Figura 51 Dinamica della teoria dei flussi gassosi attraverso uno strozzamento

L'andamento della portata massica attraverso lo valvola è riportato nella figura 65 e dipende dal rapporto di pressione che intercorre fra monte e valle dello strozzamento. La caratteristica è simile a quella presente negli ugelli. La trattazione teorica che regola tali flussi afferma che nella sezione minima il flusso gassoso consegue il regime sonico quanto il rapporto fra la pressione a monte e quella a valle della strozzamento raggiunge un valore critico.

Le condizioni (punto C di fig. 67) sono raggiunte quando il valore del rapporto fra le pressioni è pari a:

$$\frac{p_b}{p_1} = \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}} \quad \text{per } k=1.4 \text{ si trova che } p_{crit} \approx 0.528 p_1$$

Il modello matematico che esprime la portata massica in funzione del rapporto di pressione p_b (a valle) e p_1 (a monte dello strozzamento) è:

$$\dot{m} = C_d A_r \sqrt{\frac{p_1}{R_{gas} T_{in}}} \left(\frac{p_b}{p_1} \right)^{\frac{k}{k-1}}$$

dove R_{gas} è la costante dei gas specifica, T_{in} è la temperatura del gas all'ingresso della valvola e A_r è la sezione equivalente dello strozzamento od ugello considerato. Il coefficiente, funzione di k e del rapporto delle pressioni, vale:

$$C_d = \begin{cases} \left(\frac{p_b}{p_1} \right)^{\frac{k}{k-1}} & \text{se } \frac{p_b}{p_1} \geq \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}} \\ \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}} & \text{se } \frac{p_b}{p_1} < \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}} \end{cases}$$

oppure raggiunge il valore massimo:

$$\dot{m}_{max} = C_d A_r \sqrt{\frac{p_1}{R_{gas} T_{in}}} \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}}$$

e lo mantiene nonostante la pressione allo scarico p_b continui a diminuire. Si evince come in questa ultima ipotesi la portata massica che fluisce attraverso la valvola è costante e indipendente dal rapporto delle pressioni.

La portata massica così determinata fluisce all'interno del serbatoio. Nella realtà dei fatti, il serbatoio di un impianto CAES è una formazione rocciosa, generalmente di origine salina, deformabile, seppur trascurabilmente, e soggetta a perdite. Per tale trattazione si è considerato un serbatoio rigido con una perdita annua d'aria trascurabile. In letteratura la perdita si attesta al 3% del volume finale annuo immagazzinato ma essa dipende dal particolare tipo di serbatoio.

Il modello matematico di riferimento analizza il volume di controllo V.C. illustrato nella figura sottostante. Le leggi generali di conservazione della massa, della quantità di moto e dell'energia valgono ovviamente anche per gli aeriformi. L'equazione di riferimento è quella di conservazione della massa e tenendo conto della comprimibilità del fluido e dell'indeformabilità del serbatoio si ottiene:

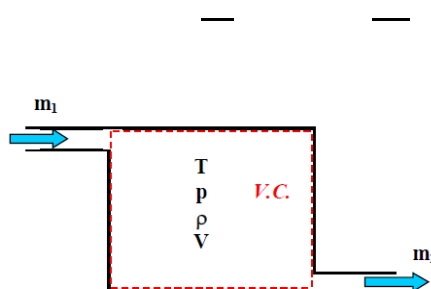


Figura 52 Schematizzazione semplificata del serbatoio e relativo volume di controllo

La comprimibilità dei gas è influenzata dalla temperatura e la dipendenza può essere espressa tramite l'equazione di stato che lega pressione e densità alla temperatura. Se è definita la trasformazione termodinamica subita dal fluido (isoterma, adiabatica, ecc.), l'equazione di stato può ridursi ad una relazione fra le sole variabili pressione p e densità ρ secondo la cosiddetta equazione politropica che assume la seguente forma generale:

$$p = k \rho^n$$

Dove l'esponente n dipende dal tipo di trasformazione e dal tipo di aeriforme. Assume il valore 1 nel caso di una trasformazione isoterma e 1.4 nel caso di una adiabatica. Derivando l'espressione precedente:

che può essere riscritta come:

$$\frac{dp}{p} = n \frac{d\rho}{\rho}$$

Riprendendo l'equazione di conservazione di massa applicata al serbatoio rigido in questione si ha:

$$\frac{d}{dt}(\rho V) = \dot{m}_{in} - \dot{m}_{out}$$

dove con C si è indicata la cosiddetta capacità fluidodinamica del serbatoio, che esprima la variazioni di massa che occorre realizzare all'interno del serbatoio per provocare una variazione unitaria della pressione del fluido.

Combinando quindi la natura resistiva della valvola con la caratteristica capacitiva del serbatoio si ottiene la modellazione della dinamica di riempimento di un serbatoio. Il fenomeno di riempimento è palesemente non stazionario e il modello, seppur semplificato, può essere implementato sfruttando le potenzialità messe a disposizione dal software *Simulink*.

Le altre variabili caratteristiche del serbatoio sono la densità e la temperatura del volume di aria contenuto all'interno del serbatoio.

Per trattare la variazione di temperatura si è fatto riferimento ad una equazione differenziale che tiene conto del bilancio di energia all'interno del volume di controllo V.C inerente al serbatoio, già precedentemente definito. Grazie al primo principio della termodinamica si può scrivere:

$$\dot{Q}_{in} - \dot{Q}_{out} - \dot{Q}_{cond} = \rho_{aria} C_{p,aria} V_{aria} \frac{dT}{dt}$$

dove \dot{Q}_{in} [W] è la potenza termica associata alla portata massica entrante, \dot{Q}_{out} è associata alla portata uscente e \dot{Q}_{cond} è la potenza termica scambiata per conduzione termica dal serbatoio con l'ambiente esterno (nell'equazione si è supposta una dissipazione di calore dal serbatoio verso l'esterno). Le grandezze ρ_{aria} , $C_{p,aria}$ e V_{aria} sono rispettivamente la densità, il calore specifico (supposto costante nell'intera trattazione delle simulazioni) ed il volume dell'aria all'interno del serbatoio. Il flusso termico scambiato per conduzione è stata calcolato tramite un apposito fattore di forma. Noto il coefficiente di conduzione termica del terreno, supposto pari a 0.9 W/m°K (e trascurando quindi quello inerente alla parete di sale), si può scrivere:

Il fattore di forma F della struttura è stato acquisito in letteratura, associando il serbatoio reale ad un cilindro isoterma in uno strato semi-infinito con superficie isoterma, come illustrato nella figura 69. Il fattore F , espresso in metri, ha la formulazione seguente:

$$\frac{L}{r}, \quad \text{con } L \gg r$$

Nella realtà dei fatti, la forma del serbatoio non è minimamente vicina a quella di un cilindro e soprattutto la lunghezza verticale del serbatoio non è molto maggiore della larghezza di questo ultimo. Tuttavia, dato che la portata massica entrante ha una temperatura di fine compressione prossima ai 50°C (grazie alla presenza di un aftercooler), simile quindi a quella del terreno circostante, l'errore commesso nel valutare il fattore di forma, il coefficiente di conduzione termico globale e quindi la potenza termica scambiata per conduzione può essere ritenuta trascurabile, soprattutto quando quest'ultima viene confrontata con i flussi termici \dot{Q}_{in} e \dot{Q}_{out} .

Il serbatoio scelto in entrambe le simulazioni ha un volume complessivo di 300,000 m³, simile all'impianto di Huntorf. Scegliendo L pari a 300 m, r pari a 18m e una profondità z di 250 m si ottiene un fattore di forma di circa 567 metri.

L'equazione differenziale così definita assume la formulazione seguente:

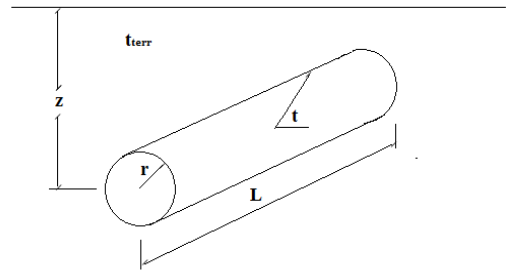


Figura 53 Modello utilizzato per valutare il fattore di forma del serbatoio

t_{in} è la temperatura di fine compressione, t_{terr} è la temperatura del terreno, simulata in *Simulink* con un blocco "Random number" di valore medio 50°C e varianza 8°C, e t_{aria} è la temperatura incognita dell'aria all'interno del serbatoio.

La densità dell'aria è stata ricavata dalla classica equazione di stato dei gas ideali.

Dove ρ_{aria} viene espresso in kg/m³, p_{aria} è la pressione dell'aria all'interno del serbatoio espressa in Pascal, R_{aria} è la costante dei gas specifica dell'aria pari a 287.05 J/kgK mentre T_{aria} viene espressa in K.

La variazione del volume e della massa d'aria stoccata fanno riferimento alla classica equazione differenziale che contraddistingue un sistema chiuso e caratterizzato da una portata di aria entrante ed una uscente. Il volume di aria immagazzinato è derivato dalla variazione di densità dell'aria all'interno del serbatoio. La formula generale di riferimento, con ovvio significato dei simboli, è la seguente:

Riprendendo le considerazioni fatte sulla dinamica di riempimento di un serbatoio, gli andamenti della pressione e della portata massica nel tempo sono simili a quelli dei sistemi dinamici del primo ordine. In realtà, con la trattazione del modello non lineare della valvola l'andamento delle grandezze considerate non è esponenziale.

A riguardo, si riporta una simulazione della dinamica di riempimento del suddetto serbatoio modellato in *Simulink*. Il serbatoio ha un volume complessivo di $300,000 \text{ m}^3$ e una pressione massima ammissibile pari a 72 bar. La pressione iniziale all'interno del serbatoio è zero come i m^3 d'aria all'interno dello stesso. Trascurando per questa simulazione l'esercizio del compressore si fa riferimento ad un flusso d'aria a monte della valvola di strozzamento caratterizzata da una sezione equivalente pari a 0.0485 m^2 ed un coefficiente γ , funzione del regime di flusso dell'aria, che sarà funzione del rapporto tra la pressione vigente nel serbatoio e quella a monte della valvola. I parametri costitutivi la valvola, sono stati definiti attraverso una operazione di compromesso tra la portata elaborabile dal compressore e le performance dell'impianto complessivo CAES. La portata deve essere sufficientemente elevata per far fronte alle richieste della turbina a gas che andrà poi ad operare nell'impianto. Conseguentemente, la portata d'aria è caratterizzata da una portata massima all'istante iniziale di 145 kg/s circa e una pressione costante a monte del serbatoio pari a 72 bar; la portata d'aria e la pressione vigente all'interno del serbatoio sono libere di variare secondo i modelli matematici utilizzati. Le perdite di pressione entro i condotti sono trascurate. La temperatura dell'aria in ingresso è fissata a 50°C . Seguono i risultati della simulazione.

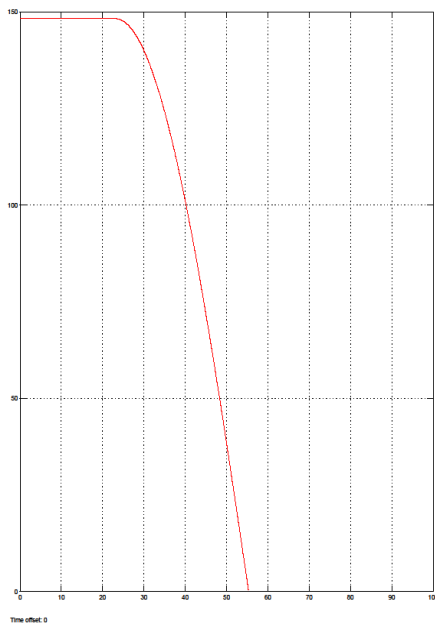


Figura 70 Andamento della portata massica espressa in kg/s all'interno del serbatoio.

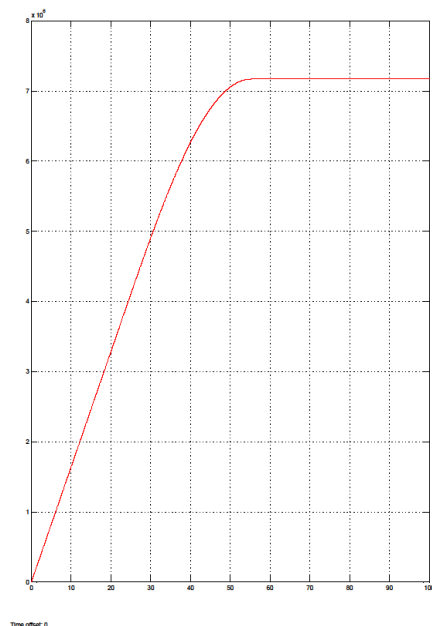


Figura 71 Andamento della pressione espressa in Pascal all'interno del serbatoio.

Come si può notare, il comportamento del sistema mette in evidenza un andamento della pressione che cresce quasi linearmente durante tutta la fase di riempimento mentre la portata massica presenta una portata massima per i primi 25 secondi circa di simulazione (nella realtà sarebbero 25 ore reali); la portata è massima in quanto il rapporto delle pressioni è inferiore al valore critico, pertanto il riempimento avviene con una velocità del flusso attraverso la valvola pari a quello del suono. Per il modello è stato scelto un esponente n della trasformazione politropica pari a 1. La trasformazione è quindi una trasformazione isoterma. La scelta rispecchia l'andamento del volume d'aria iniettato nel serbatoio in quanto nello stesso istante del raggiungimento di una portata

immessa pari a zero a causa del raggiungimento della pressione massima di 72 bar, il volume d'aria stoccato all'interno del serbatoio è massimo.

In questa simulazione il riempimento massimo del serbatoio avviene dopo 55 secondi circa di simulazione pari a 55 ore circa nella realtà effettiva.

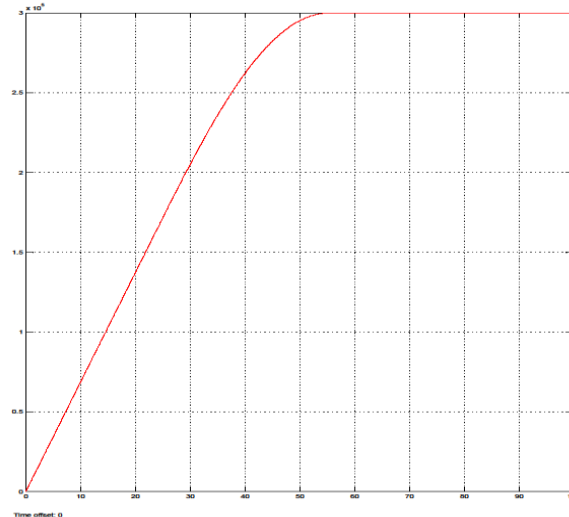


Figura 72 Andamento del volume d'aria immesso nel serbatoio espresso in m3

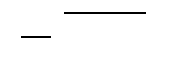
Appare evidente il legame che intercorre tra la pressione dell'aria vigente all'interno del serbatoio, il volume d'aria che viene iniettato all'interno dello stesso e la portata massica fluente attraverso la valvola; come si può notare le grandezze termodinamiche raggiungono i valori limite nello stesso istante.

Nella trattazione più complessa, l'esercizio del compressore deve soddisfare questi legami in compromesso però con le concrete performance di questo ultimo.

10.4 Modello del compressore e delle proprie curve caratteristiche

Dall'esempio sopra riportato si evince come il treno compressori debba offrire un range di portate molto ampio. Si è scelto di considerare quindi dei turbocompressori, come del resto avviene nei reali impianti CAES. Negli impianti di Huntorf e Mc Intosh il treno compressori è rappresentato da un compressore assiale e centrifugo a vari stadi, provvisti di intercooler, per minimizzare il lavoro di compressione, e un aftercooler finale, per massimizzare la portata volumetrica d'aria da iniettare nel serbatoio. Il modello implementato in *Simulink* rispecchia questa realtà impiantistica in accordo con la trattazione ai carichi parziali dei suddetti componenti. In particolare, sono state reperite in letteratura le curve caratteristiche di un compressore assiale e centrifugo e adattate alle caratteristiche operative dell'impianto.

Le equazioni di riferimento invece per determinare il lavoro di compressione sono rappresentate dalle classiche equazioni provenienti dalla termodinamica.



con ovvio significato dei simboli. Il rendimento meccanico è stato assunto pari a 0.9.

Il compressore assiale

Esso rappresenta il primo stadio di compressione e conseguentemente è il componente più sensibile alle variazioni di carico. Da una parte il compressore è connesso al segnale proveniente dalla valvola a monte del serbatoio, che segnala la portata ottimale da elaborare in funzione della pressione dell'aria all'interno del serbatoio stesso, dall'altra, è sensibile alle condizioni termodinamiche dell'aria in ingresso. Per svincolare il compressore da questo ultimo aspetto è stata considerata una pressione all'aspirazione costante, pari ad 1 bar, mentre la dipendenza dalla temperatura annua dell'aria esterna, reperita anch'essa in letteratura, è stata trattata introducendo uno scambiatore di calore a fascio tubiero aria-acqua alimentato dall'acqua "calda" proveniente dall'intercooler presente tra il primo e secondo stadio di compressione. Questa scelta è dettata da simulazioni precedenti che mostravano come le performance del treno compressori divenivano insufficienti per consentire l'esercizio annuo ottimale dell'impianto CAES complessivo, soprattutto nelle ore invernali.

L'esercizio in off-design del compressore è quindi influenzato dal solo segnale proveniente dalla valvola, che impone al compressore la portata ottimale da elaborare.

Quest'ultima viene variata grazie al calettamento variabile delle pale VIGVs, poste all'ingresso del primo stadio del compressore assiale. Variando l'angolo di calettamento si restringe, al diminuire della portata, la sezione di passaggio dell'aria, mantenendo sostanzialmente inalterata la direzione del fluido a diverse portate. Ciò consente di operare con rendimenti elevati anche a valori di rapporto di compressione minori. La curva caratteristica in formato di diagramma è la seguente:

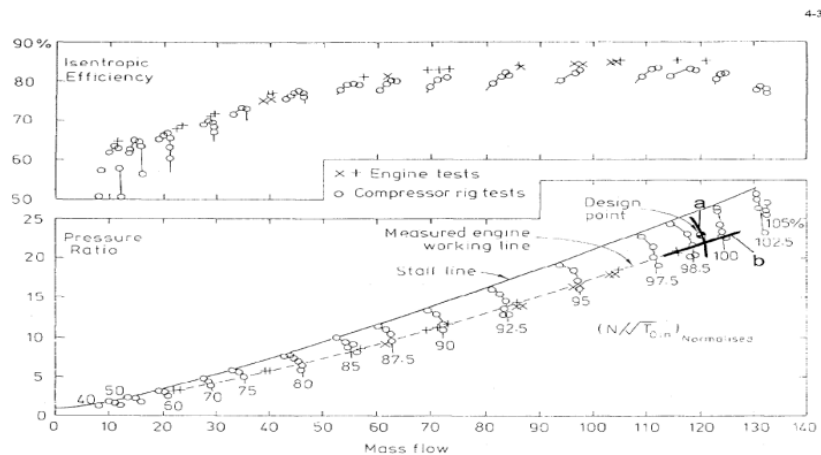


Fig. 4.1: Characteristics of High Performance Multistage Compressor, GE E3

Figura 73 Curva caratteristica del compressore multistadio NASA/GE E3

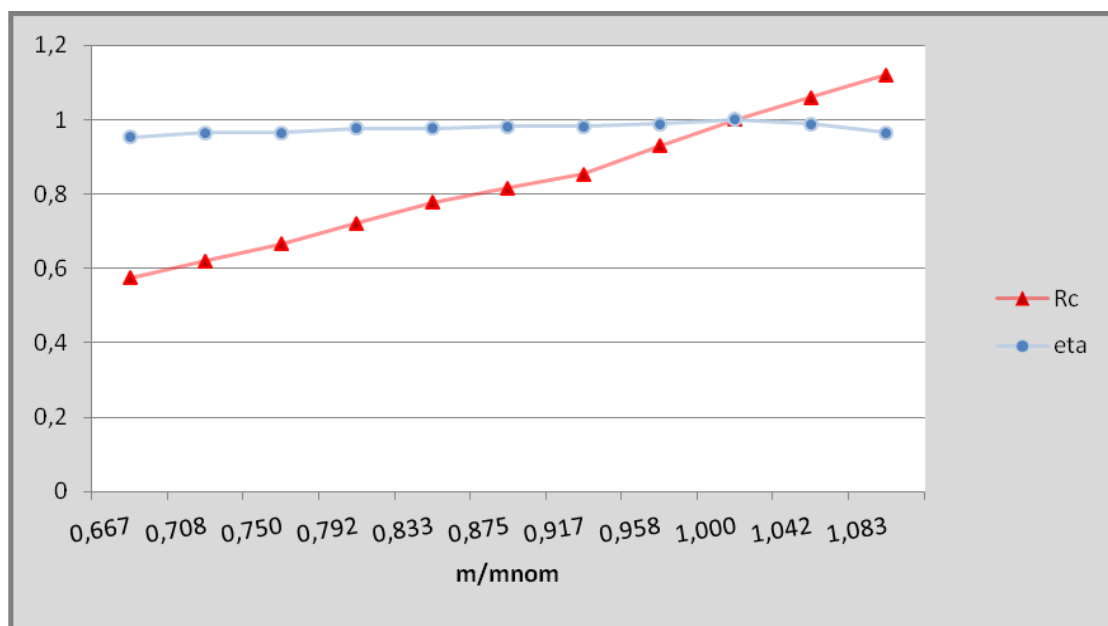
La portata relativa al design point è pari a 120 kg/s mentre il rapporto di compressione al design point è 21. Il formato tipico delle mappe di un compressore non è utilizzabile direttamente dai programmi di simulazione in quanto nella zona in cui le curve sono verticali, per un assegnato valore del numero di giri e portata corretta, non risultano univocamente definiti il rendimento e il rapporto di compressione. Il problema è stato risolto convertendo in forma numerica, gestibile dal calcolatore, la curva caratteristica inerente la *speed-line* operativa.

La mappa è stata quindi trasposta in formato adimensionale per vari valori di portata e rapporto di compressione corrispondenti alla suddetta *speed-line*. Con questa operazione, ad una variazione

dell'angolo delle VIGVs corrisponde una modifica della curva caratteristica del compressore, ottenendo un rendimento isoentropico prossimo al massimo per quel determinato punto di lavoro. La tabella sottostante riporta i suddetti valori inerenti la *speed-line* operativa.

0.667	0.574	0.953
0.708	0.620	0.965
0.750	0.667	0.966
0.792	0.722	0.977
0.833	0.778	0.978
0.875	0.816	0.983
0.917	0.853	0.983
0.958	0.929	0.989
1.000	1.000	1.000
1.042	1.062	0.991
1.083	1.122	0.965

Il diagramma rappresentante le curve caratteristiche è il seguente.



La portata elaborabile è stata scelta variare tra il 67% e il 108% circa della portata nominale. I valori intermedi tra due dati consecutivi dei valori di portata, rapporto di compressione e rendimento, sono ottenuti attraverso una interpolazione condotta durante le simulazioni in *Simulink*. Mentre la portata massica da elaborare presenta una interpolazione di tipo lineare, il rapporto di compressione ed il rendimento presentano un andamento a “scalino”. La scelta è dipendente dal fatto che nell’ambiente di *Simulink* sono stati inseriti blocchi integratori che possono entrare in conflitto con la simulazione del programma quando vengono raggiunti punti critici da derivare o integrare (cuspidi o punti angolosi). Questa possibilità viene evitata grazie alla suddetta interpolazione non lineare.

Come visto in precedenza, la portata massima iniettabile nel serbatoio sarà funzione della pressione vigente all’interno dello stesso. Il compressore non può però coprire un range di portate che vanno da zero alla massima per gli ovvi problemi dinamici (pompaggio e soffocamento) che caratterizzano tale turbomacchina. Conseguentemente, la portata massima elaborabile sarà collegata alla minima

pressione ammissibile nel serbatoio e analogamente la minima portata elaborabile sarà associata alla massima pressione. Oltre a questo aspetto è stato considerato anche il regime di flusso dell'aria dal compressore al serbatoio. Si è evitato di raggiungere un regime di flusso sonico inserendo un opportuno controllo posto subito a valle della valvola che blocca la simulazione quando il valore critico del rapporto tra le pressioni a valle e a monte della stessa viene raggiunto.

Il modello delle curve caratteristiche è stato quindi tarato per provvedere al mantenimento di una pressione massima all'interno del serbatoio prossima a 63 bar e una pressione dell'aria minima prossima a circa 25 bar.

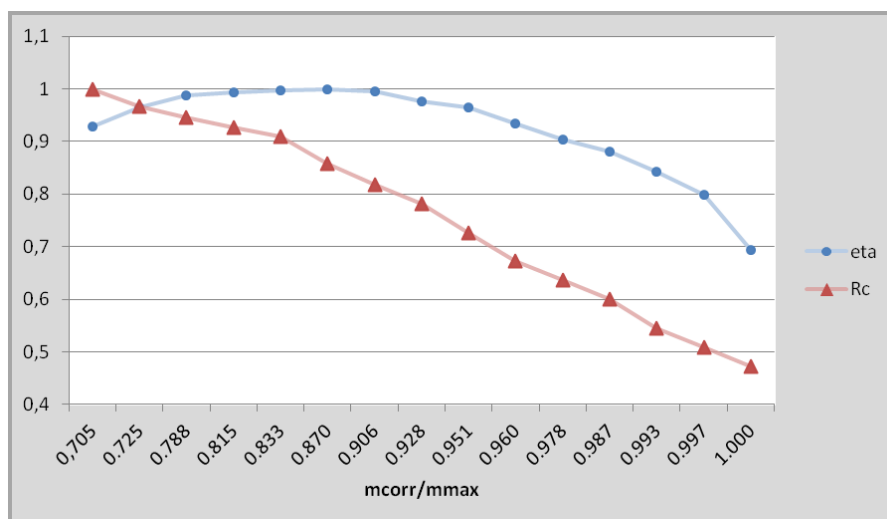
Compressore centrifugo

Anche per tale turbomacchina è stata reperita una curva caratteristica e condotta una analisi analoga a quella fatta per il compressore assiale. Mentre per questo ultimo è stato modellato un solo stadio, il compressore centrifugo è stato modellato in due stadi. Il primo stadio di compressione presenta un rapporto di compressione pari a 2.5, mentre il secondo stadio presenta un rapporto pari a 1.8.

Tra uno stadio e l'altro è stato interposto un intercooler come accennato in precedenza. Le curve caratteristiche adimensionalizzate sono le seguenti:

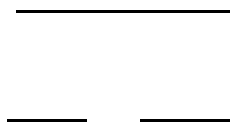
0.705	1.00	0.928
0.725	0.967	0.964
0.788	0.945	0.988
0.815	0.927	0.994
0.833	0.909	0.998
0.870	0.858	0.999
0.906	0.818	0.996
0.928	0.782	0.976
0.951	0.727	0.964
0.960	0.673	0.934
0.978	0.636	0.904
0.987	0.600	0.880
0.993	0.545	0.843
0.997	0.509	0.798
1.000	0.473	0.693

Il diagramma rappresentante le curve caratteristiche è il seguente.



10.5 Modello degli scambiatori di calore a fascio tubiero

Gli intercooler tra gli stadi di compressione, l'aftercooler e lo scambiatore di calore posto all'aspirazione del compressore assiale sono rappresentati da scambiatori a fascio tubiero aria-acqua in controcorrente e modellati ai carichi parziali secondo il metodo ϵ -NTU. La limitazione maggiore in questo caso è il non aver considerato la legge di variazione del coefficiente globale di scambio in funzione del carico. Le performance in off-design di tutti gli scambiatori in considerazione, fanno riferimento alla stessa curva caratteristica reperita in letteratura. Dalla trattazione teorica è facile riportare la correlazione che intercorre tra l'efficienza ϵ , il rapporto tra le capacità termiche ω ed il numero di unità di trasporto NTU.



Con ω e ϵ .

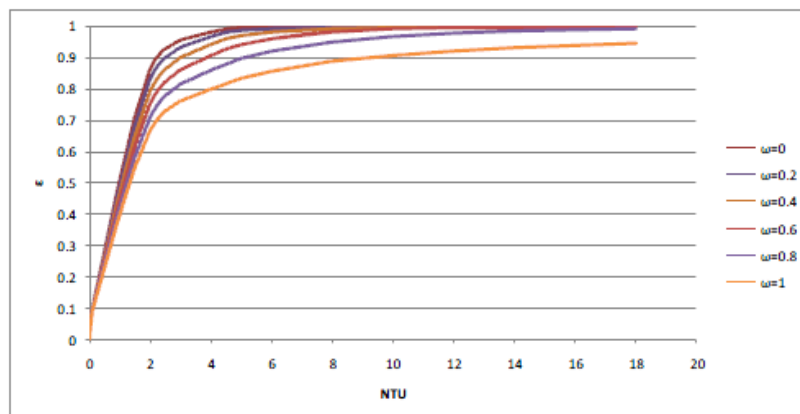


Figura 54 Diagramma NTU per scambiatori in controcorrente

Il dimensionamento geometrico per ogni scambiatore è stato effettuato grazie a simulazioni precedenti, al fine di trovare dei valori soddisfacenti per le performance di ogni scambiatore. Il calcolo del coefficiente globale di scambio termico è stato invece effettuato considerando dei valori medi dei coefficienti di convezione termica lato aria e lato acqua ed il coefficiente di conduzione termica del materiale costituenti i fasci tubieri. Sono stati dunque considerati i seguenti dati di input:

Scambiatore di calore

Portata acqua	kg/s	100
Temperatura ingresso acqua	K	da 2° intercooler
Temperatura uscita aria	K	285.3
Coefficiente globale di scambio termico	W/m ²	100
Pressione di esercizio acqua	bar	1
Area	m ²	8

1°intercooler

Portata acqua	kg/s	200
Temperatura ingresso acqua	K	283.15
Temperatura uscita aria	K	350
Coefficiente globale di scambio termico	W/m ² K	280
Pressione di esercizio acqua	bar	1
Area	m ²	10

2°intercooler

Portata acqua	kg/s	100
Temperatura ingresso acqua	K	283.15
Temperatura uscita aria	K	350
Coefficiente globale di scambio termico	W/m ² K	310
Pressione di esercizio acqua	bar	1
Area	m ²	10

Aftercooler

Portata acqua	kg/s	500
Temperatura ingresso acqua	K	283.15
Temperatura uscita aria	K	323.15
Coefficiente globale di scambio termico	W/m ² K	600
Pressione di esercizio acqua	bar	1
Area	m ²	10

La temperatura dell'acqua in uscita da ogni scambiatore/intercooler viene determinata, istante per istante, dalla simulazione dinamica e dai particolari modelli matematici precedentemente descritti. La potenza totale associata al pompaggio dell'acqua alimentante gli scambiatori, sarà associata alla somma della prevalenza manometrica di tutte le pompe alimentanti ogni scambiatore, ovvero, seconda un'espressione generale per tutti i casi di riferimento:

dove H_m è la prevalenza manometrica, H_g è la prevalenza geodetica e $\sum Y_c$ fa riferimento alle perdite distribuite e concentrate lungo le condotte. La prevalenza associata al termine cinetico è stata trascurata. Ovviamente, la conoscenza di questi dati presupporrebbe una conoscenza specifica dell'impianto che non si ha; pertanto si fa riferimento dei dati di compromesso "ragionevoli". Per ogni pompa si è supposto quindi una prevalenza geodetica pari a 5m, perdite totali per 10m e una pressione all'aspirazione pari a -50 kPa. La potenza assorbita dalle pompe sarà data quindi da:

Supponendo un rendimento per la pompa del 80% , una densità per l'acqua di 1000 kg/m³ e rimanendo in ipotesi conservative si ottiene una potenza complessiva di 225 kW.

10.6 Modello del recuperatore di calore

Tale componente permette un risparmio notevole del combustibile utilizzato nella camera di combustione di alta pressione ed un conseguente aumento del rendimento complessivo dell'impianto CAES. Il modello matematico utilizzato si basa su equazioni differenziali caratteristiche. Questo è dovuto al fatto che con l'introduzione del recuperatore nell'ambiente di *Simulink*, si immette inesorabilmente un *loop algebrico* che può essere risolto solamente nel dominio del tempo.

A tal proposito si faccia riferimento ad un modello di scambiatore di calore a tubi e mantello che opera con flussi in equicorrente. I fumi caldi provenienti dalla turbina (fluido B) percorrono le tubazioni interne con portata \dot{m}_b , mentre lungo il mantello viene immessa aria (fluido A) caratterizzata da una portata \dot{m}_a .

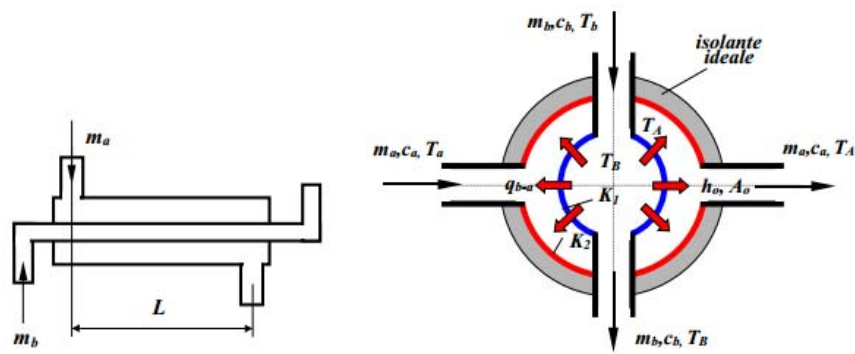


Figura 55 Schematizzazione di uno scambiatore a tubi e mantello in equicorrente

Applicando un bilancio di energia al fluido B (fumi) contenuto nel tubo:

dove $\dot{m}_b c_b$, T_B , ed T_A .

R_{b-a} è la resistenza termica che tiene conto sia dello scambio termico per convezione lati fumi e lato aria sia dello scambio termico per conduzione attraverso la parete metallica del tubo.

Esprimendo il coefficiente di scambio termico globale K_{b-a} riferendosi all'area interna:

$$\frac{1}{K_{b-a}} = \frac{1}{h_b} + \frac{r_o}{k} + \frac{1}{h_a}, \text{ con } \frac{r_o}{k} = \frac{r_o}{r_i} \frac{1}{K_2}$$

Per la trattazione, i parametri geometrici sono stati determinati da simulazioni precedenti al fine di garantire performance soddisfacenti. Il modello deve garantire una temperatura dell'aria riscaldata che raggiunga il valore asintotico richiesto nei primi minuti relativi all'accensione del gruppo turbine. È stato scelto quindi un raggio interno di 50 cm e un raggio esterno di 60 cm circa. La conducibilità termica del tubo è associata alla conducibilità dell'acciaio supposta pari a 50 W/mK. La resistenza termica del tubo è equivalente pertanto a 6752 W/K circa. I coefficienti di convezione invece, che rappresentano la parte predominante dello scambio termico, sono diversi a seconda dello scenario di simulazione considerato e verranno definiti nei capitoli successivi.

Riprendendo la trattazione delle equazioni caratteristiche del modello, la relazione differenziale associata al fluido caldo (fumi di scarico) diventa:

L'equazione differenziale invece inerente l'aria, supposta fluire nel mantello dello scambiatore diventa:

Lo schema che rispecchia le relazioni appena descritte ed implemento in *Simulink* viene illustrato nella figura sottostante.

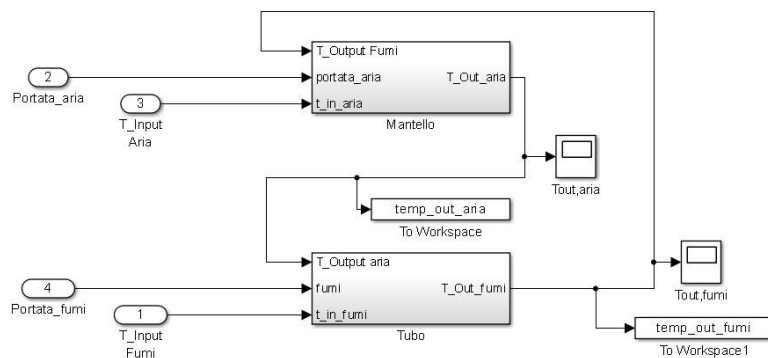


Figura 56 Schema in Simulink che modella il recuperatore di calore

Supponendo le seguenti condizioni iniziali:

Portata aria ingresso	kg/s	138	Portata fumi	kg/s	141
Temperatura aria ingresso	K	323	Temperatura fumi ingresso	K	850
Calore specifico aria	kJ/kgK	1.004	Calore specifico fumi	kJ/kgK	1.17
Coefficiente convezione aria	W/m ² K	7.8	Coefficiente convezione fumi	W/m ² K	3.9

si ottiene il seguente andamento della temperatura in uscita dei fumi (linea rossa) e dell'aria (linea blu).

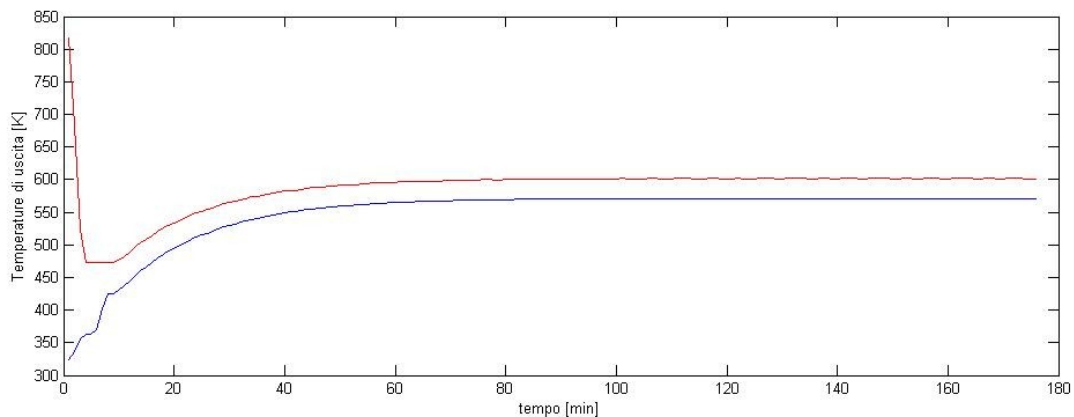


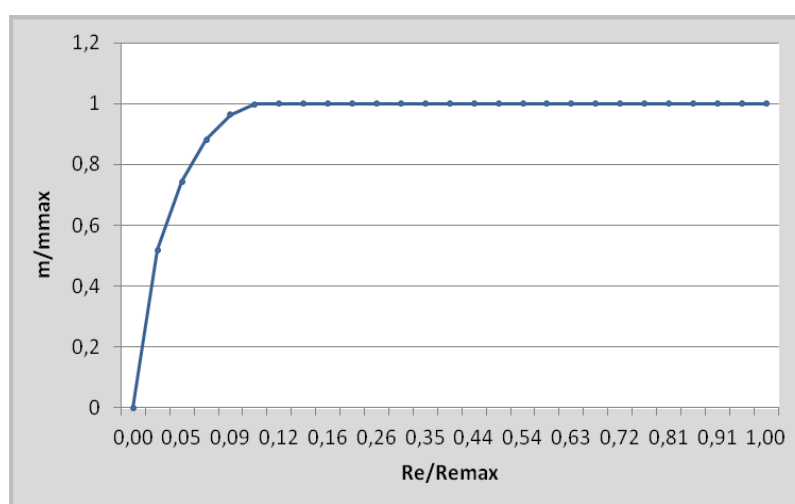
Figura 57 Andamento delle temperature di uscita dei fumi e dell'aria all'uscita dello scambiatore di calore

L'aria esce ad una temperatura a regime di 570 K circa mentre i fumi escono ad una temperatura di 600 K circa. La temperatura di uscita dei fumi minima è imposta a 473 K che è in norma con i problemi di corrosione che può subire la canna fumaria. Come si può notare, le temperatura di uscita dei fluidi modellati raggiunge il valore a regime dopo 60 minuti circa dall'accensione dell'impianto. I parametri geometrici caratterizzanti il recuperatore sono stati definiti attraverso simulazioni precedenti al fine di garantire le temperature di uscita appena descritte. L'area complessiva caratterizzante il mantello (lato aria) è di 600 m² circa, l'area caratterizzante i tubi (lato fumi) è di 400 m² circa. Avendo trascurato le capacità termiche delle pareti metalliche del tubo e del mantello, lo scambiatore è stato schematizzato con un modello a parametri concentrati costituito da due equazioni differenziali che definiscono le due variabili di stato $T_{out,aria}$ e $T_{out,fumi}$. Questa trattazione è subordinata dalla modellazione della turbina, descritta nel prossimo paragrafo.

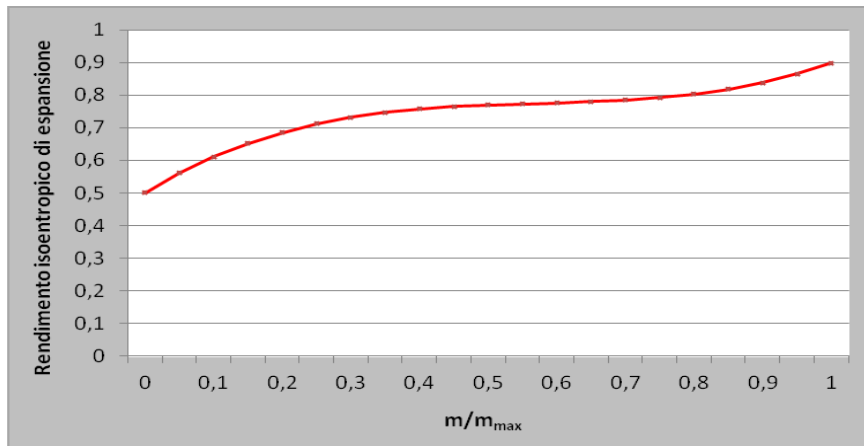
10.7 Modello del sistema camera di combustione – turbina a gas

Nelle simulazione si è scelto di modellare la parte dell'espansore attraverso una trattazione dinamica caratterizzata da due stadi di espansione. E' stata reperita in letteratura una curva caratteristica di una turbina a gas e adattata al modello utilizzato. La tabella sottostante illustra le caratteristiche operative della turbina.

$R_e/R_{e,max}$	\dot{m}/\dot{m}_{max}	$R_e/R_{e,max}$	\dot{m}/\dot{m}_{max}	$R_e/R_{e,max}$	\dot{m}/\dot{m}_{max}
0	0	0.209	1	0.628	1
0.023	0.518	0.256	1	0.674	1
0.047	0.743	0.302	1	0.721	1
0.070	0.882	0.349	1	0.767	1
0.093	0.964	0.395	1	0.814	1
0.116	0.998	0.442	1	0.860	1
0.123	1	0.488	1	0.907	1
0.140	1	0.535	1	0.953	1
0.163	1	0.581	1	1	1



In modo diverso è stata ricavata la curva del rendimento isoentropico di espansione. In letteratura è stata reperita una mappa rappresentante alcuni valori del rendimento di una turbina a gas al variare del rapporto $\frac{Re}{Re_{max}}$, assunti tali valori si è ricavata l'equazione di una ipotetica curva del rendimento funzione di tale rapporto, come illustrato in figura.



L'esercizio e l'entrata in funzione del blocco espansori è subordinata dai controlli vigenti sui parametri termodinamici dell'impianto complessivo.

In particolare, le turbine espandono i gas caldi provenienti dalle camere di combustione se la pressione dell'aria proveniente dal serbatoio è maggiore o uguale a 25 bar.

Il rapporto di espansione complessivo nominale è invece equivalente a 46.

Il primo stadio di turbinaggio ha un rapporto di espansione nominale pari a 46/11.2 anche se non sempre si trova nelle condizioni ottimali, il secondo stadio invece espande i gas provenienti dalla seconda camera di combustione con un rapporto pari a 11/1.2, che viene sempre garantito.

E' stata inserita una valvola di laminazione a valle del serbatoio, che riduce la pressione dell'aria proveniente da quest'ultimo sino a 46.2 bar, quando quest'ultima si trova ad una pressione maggiore, mentre la valvola viene bypassata se la pressione risulta minore del valore di controllo. La trattazione gasdinamica è stata in questo caso trascurata come le perdite di pressione all'interno dei condotti.

La portata nominale elaborabile dalle turbine viene fissata a seconda dello scenario di simulazione preso in considerazione. Sebbene la trattazione sia non stazionaria, la portata rimane sempre costante in quanto le turbine si trovano in ogni istante ad operare in condizioni di *choking*, ovvero di soffocamento.

Le due turbine a gas, caratterizzate dalle stesse curve caratteristiche sopra descritte, sono connesse a due camere di combustione distinte, una operante ad una pressione di 46.2 bar mentre l'altra ad una pressione di 11.2 bar. La portata d'aria in ingresso alla camera di combustione di alta pressione viene preriscaldata attraverso il recuperatore di calore alimentato dai gas di scarico provenienti dalla turbina di bassa pressione. L'aria viene quindi miscelata a gas naturale (L.H.V supposto pari a 45000 kJ/kg). La perdita di pressione in camera è supposta pari a 0.2 bar. Il rapporto aria/combustibile nella prima camera di combustione è fissato a 50, generando dei fumi di scarico ad una temperatura di 1330 K circa. L'equazione di riferimento è data dal classico bilancio di energia stazionario proveniente dal primo principio della termodinamica.

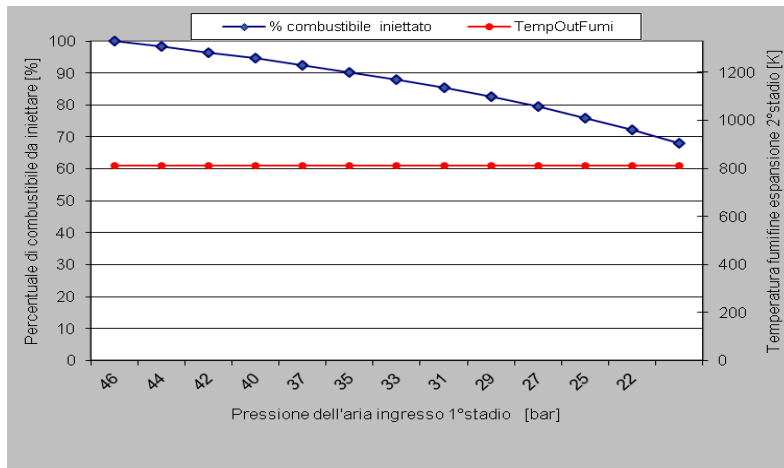
_____ [K]

con ovvio significato dei simboli. Il rendimento di combustione è supposto pari a 0.98 mentre il calore specifico dei fumi è supposto pari a 1.17 kJ/kgK.

La prima camera di combustione presenta una trattazione stazionaria dato che le variabili costitutive presentano valori pressochè fissati. Il parametro che presenta maggior criticità è la temperatura dell'aria in ingresso. Quest'ultima nella realtà operativa non presenta un valore costante soprattutto negli istanti di avviamento del blocco espansori dato che la temperatura dei gas di scarico provenienti dall'ultimo stadio di espansioni non sono a regime. Dati i tempi della simulazione

questo aspetto è stato trascurato. Per il resto, il recuperatore di calore assicura una temperatura dell'aria in ingresso alla prima camera di combustione costante.

La seconda camera di combustione invece è caratterizzata da una temperatura dell'aria in ingresso non costante a causa del rapporto di espansione variabile del primo stadio. Si è scelto pertanto una modellazione che garantisca una temperatura dei gas di scarico in uscita dell'ultimo stadio di espansione costante, al fine di garantire l'ottimo esercizio del recuperatore di calore e della camera di combustione di alta pressione. La modalità di esercizio della seconda camera di combustione prevede una iniezione di una portata di combustibile variabile. La figura sottostante illustra la curva caratteristica della camera di combustione in questione. La mappa è stata trasposta in formato numerico e implementata in *Simulink*.



I fumi, escono dalla turbina di bassa pressione a una temperatura di 810 K circa.

Le equazioni di riferimento per determinare il lavoro di espansione sono determinate dalla classica analisi termodinamica.

—

con ovvio significato dei simboli. La potenza complessiva è data dalla somma delle potenze sviluppate dai due stadi di espansione e caratterizzata da un rendimento meccanico del 92%. Data la modellazione del recuperatore di calore descritta precedentemente, la temperatura dell'aria in ingresso alla camera di combustione di alta pressione non è costante ma può presentare delle perturbazioni intorno ad un valore medio. Questo discende dalla modellazione differente utilizzata per il recuperatore e per il sistema camera di combustione-turbina.

Per quanto riguarda l'inerzia relativa all'accensione della turbina si è visto come negli impianti di Huntorf e Mc Intosh il valore di riferimento si aggira intorno alla decina di minuti; pertanto è stato inserito in *Simulink* un blocco dinamico "funzione di trasferimento del primo ordine" che filtra il segnale in ingresso e simula tale comportamento attraverso un'appropriata taratura.

Conseguentemente, la potenza in uscita dal gruppo turbine presenterà delle perturbazioni intorno al valore medio nell'ordine dell'1% circa, quest'ultime causate dall'inserimento del filtro dinamico e dalla trattazione dinamica dell'aria proveniente dal recuperatore di calore.

11.1 Introduzione

Come già ampiamente riportato, gli studi inerenti ai sistemi di accumulo energetico stanno notevolmente aumentando visto i palesi benefici operativi apportabili ai sistemi energetici. La caratteristica peculiare che li contraddistingue consiste nel presentare una limitata quantità totale di energia generabile, esaurita la quale si deve necessariamente provvedere alla ricarica del sistema. Questa peculiarità rende assai difficile quantificare il ruolo che i sistemi di accumulo possono giocare per favorire l'integrazione e lo sviluppo delle fonti rinnovabili, in primo luogo non programmabili.

Il discriminante principale è ovviamente rappresentato dall'effettiva redditività dei sistemi di accumulo in un contesto di libero mercato, dove non è ancora chiara la politica con la quale vada ad essere gestita l'energia accumulata. Non è chiaro se l'energia accumulata vada ad essere identificata come una risorsa addizionale al mantenimento della stabilità della rete (quindi gestita ed esercitata dall'apposito operatore di rete), oppure, se l'impianto di accumulo debba essere considerato come autonomo e quindi partecipi al libero mercato dell'energia e del bilanciamento ed essere costruito e gestito da investitori privati. Non è oltretutto chiaro se i sistemi di accumulo rappresentino la scelta ottimale per affiancare la penetrazione delle fonti rinnovabili nei mercati dell'energia esistente, e nella pratica, quanto questo sia conveniente dal punto di vista economico. Ancora, se l'energia accumulata da fonti rinnovabili sia ancora caratterizzata come rinnovabile o meno.

Conseguentemente, gli studi che trattano tale tematiche offrono un ventaglio di risultati e soluzioni differenti. Le ricerche più interessanti riguardano i sistemi di pompaggio idroelettrico, visto anche l'effettiva maturità tecnologica, e la connessione di questi ultimi con sistemi di generazione eolica (tra i più interessanti i lavori dell'irlandese David Connolly nel 2010). I risultati sono ovviamente diversi da Stato a Stato e condizionati dalle ipotesi utilizzate. Trascurando l'ovvia aleatorietà introdotta dalla scelta delle variabili operative chiave quali taglia dell'impianto, volume del serbatoio di accumulo, portate elaborabili, ecc., l'oggettiva difficoltà consiste nel determinare l'economicità di un investimento la cui vita utile si estende per qualche decennio in un contesto economico nel quale i prezzi dell'energia ci si aspetta debbano subire rapide variazioni anche per effetto dell'introduzione delle fonti rinnovabili stesse.

A prescindere da tutte queste considerazioni, la gestione di un impianto di accumulo all'interno di un libero mercato e caratterizzato da quote sempre crescenti di energia rinnovabile può avvenire secondo tre modalità di gestione principali:

1. L'impianto opera come produttore indipendente sul mercato del giorno prima (MGP) con lo scopo di massimizzare i profitti. La modalità di gestione è quella del cosiddetto *load-factoring* e sfrutta le variazioni giornaliere del prezzo dell'energia.
2. L'impianto opera in congiunzione con uno o più parchi eolici al fine di massimizzare i profitti del sistema integrato eolico-accumulo. Anche qui il mercato di riferimento è il MGP.
3. L'impianto opera autonomamente e contemporaneamente sia sul mercato del giorno prima che sul mercato di bilanciamento, fornendo quindi anche servizi volti al mantenimento della stabilità della rete.

Si evince come stimare l'andamento dei prezzi e la variabilità della produzione da fonti rinnovabili sia fondamentale.

11.2 Il primo scenario

Il primo scenario di riferimento si basa sulla prima modalità di gestione proposta nel paragrafo precedente, ossia quella inerente al cosiddetto *load-factoring*. Il metodo di controllo dell'impianto CAES è pertanto fondato sulla variazione del prezzo orario dell'energia e sulla variazione dei parametri termodinamici propri dell'impianto.

Una delle variabili termodinamiche di input è rappresentata dalla temperatura dell'aria esterna che è stata reperita in letteratura tramite una stazione meteorologica situata vicino Lincoln, Nebraska (40.5°N; 96.4°W) e come già affermato, ne è stato bypassato l'effetto sulle performance del compressore grazie all'inserimento di uno scambiatore di calore.

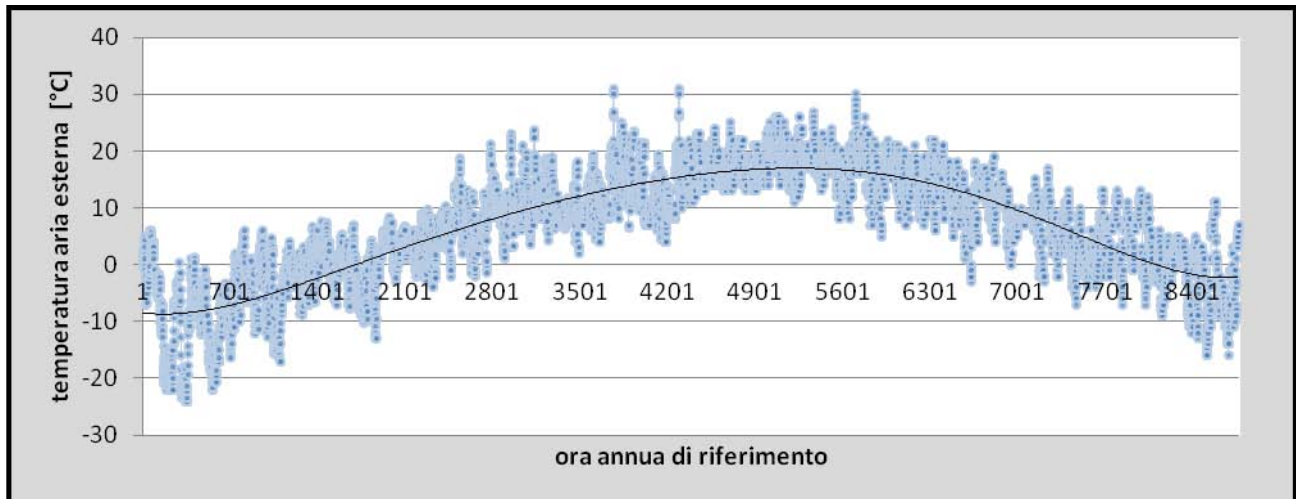


Figura 58 Andamento annuo della temperatura dell'aria ambiente

La variabile più complessa da analizzare e che ha una diretta influenza nell'analisi economica dell'impianto CAES è rappresentata dai prezzi orari dell'energia elettrica, i quali sono stati reperiti in letteratura mediante il Gestore dei Mercati Energetici.

Il prezzo di riferimento è il Prezzo Unico Nazionale (PUN) per l'anno 2013. Si sono svolte precedenti simulazioni prendendo in considerazione come prezzo orario la media aritmetica dei prezzi orari proposti da vari soggetti partecipanti al MGP quali ad esempio il gestore austriaco, nord italiano, francese, greco, sloveno, ecc.. Questi ultimi però presentavano delle variazioni molto marcate dei prezzi orari dell'energia, pertanto si è preferito utilizzare come riferimento il PUN per dei risultati più realistici.

La strategia di controllo condizionata dal prezzo orario dell'energia si basa sulla media del prezzo orario annuo. La strategia è detta *peak shaving strategy*, la quale prevede di acquistare energia nelle ore per le quali il prezzo orario previsto è inferiore a $P_{\text{medio}} - \Delta P$ e venderla quando il prezzo orario previsto è superiore a $P_{\text{medio}} + \Delta P$ dove

—, k è il prodotto dei rendimenti di

compressione ed espansione. In pratica, s'individua una fascia simmetrica rispetto alla media del prezzo e di ampiezza ΔP , stoccando aria nel serbatoio quando il prezzo è al di sotto della fascia e generando energia quando il prezzo è al di sopra della fascia.

Dall'analisi condotta si ottiene un prezzo annuo medio dell'energia pari a 62,99 €/MWh e considerando i rendimenti di compressione ed espansione, le fasce simmetriche si individuano a 68,92 €/MWh e 57,06 €/MWh.

Questa strategia permette di ottenere un profitto tra l'80% e l'87% del profitto massimo ottenibile con una strategia ottima.

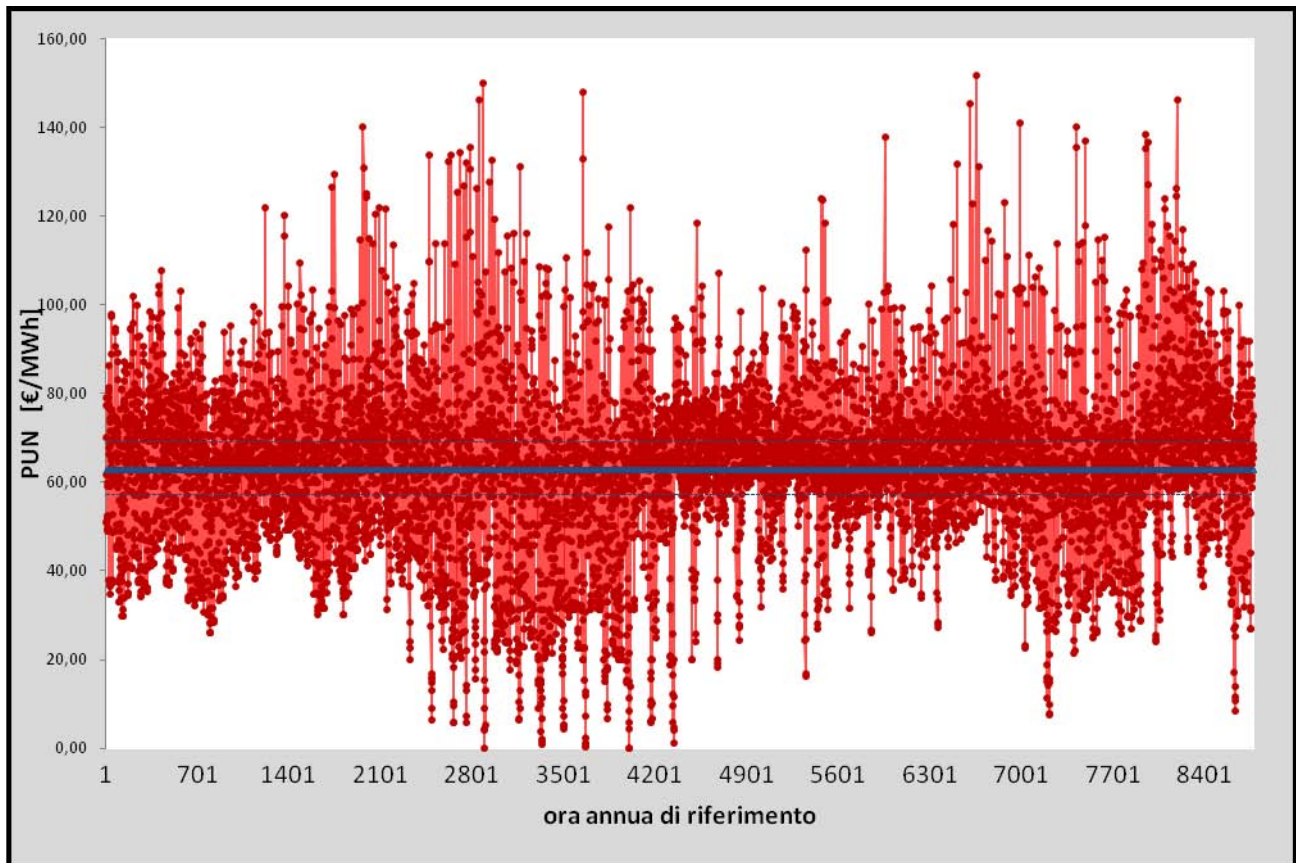


Figura 59 Andamento annuo dei prezzi orari dell'energia e relative fasce del prezzo medio

Altra strategia di controllo, che opera parallelamente a quella precedente, si basa sulla variazione della pressione dell'aria all'interno del serbatoio.

In particolare, la turbina, come detto, viene azionata quando la pressione vigente è maggiore di 25 bar mentre il compressore, che deve garantire una pressione all'interno del serbatoio soddisfacente in maniera tale da assicurare la generazione di energia quando il prezzo orario è conveniente, è chiamato ad operare quando la pressione è minore di 48 bar.

Questo è un valore di compromesso derivante da considerazioni sull'esercizio della turbina ed in particolare sulla portata elaborata da quest'ultima: essa è molto maggiore della portata elaborata dal compressore e di conseguenza, quando richiesta, riduce notevolmente la pressione all'interno del serbatoio. Inoltre, la densità del serbatoio potrebbe raggiungere valori critici che potrebbero non essere più colmati dall'esercizio del blocco compressori. Si è potuto constatare da simulazioni precedenti come un valore di pressione di controllo minore causi un minor utilizzo sia del blocco compressori, per ovvi motivi, ma anche un minor utilizzo del blocco turbine in quanto la pressione dell'aria all'interno del serbatoio non assume un valore soddisfacente per l'esercizio di quest'ultime. La redditività dell'impianto è conseguentemente influenzata da questi mancati guadagni. Da queste considerazioni, si evince come la turbina ed il compressore possano lavorare anche nello stesso istante.

Il controllo duale basato sulla pressione nel serbatoio e sui prezzi orari dell'energia per il compressore è un condizionamento logico di tipo *or*, quindi la relazione è verificata quando o una o l'altra delle ipotesi viene soddisfatta, mentre per il blocco degli espansori il condizionamento logico è di tipo *and*, quando cioè entrambe le ipotesi di controllo vengono soddisfatte.

Per quanto riguarda i parametri operativi dell'impianto si fa riferimento alle considerazioni fatte nel capitolo precedente. Il blocco compressori, intercooler ed aftercooler sono già stati definiti, come le

caratteristiche geometriche e termodinamiche del serbatoio. Quest'ultime rimangono invariate per entrambi gli scenari di simulazione.

Il blocco espansori ed il recuperatore di calore sono caratterizzati dai seguenti parametri:

Portata d'aria elaborabile	kg/s	310
Coefficiente convezione lato fumi	W/m ² K	7.3
Coefficiente convezione lato aria	W/m ² K	13.5

I coefficienti sono stati calcolati attraverso la correlazione di Dittus-Boelter in regime turbolento per il coefficiente di scambio lato fumi ed il metodo di Kern per il coefficiente di scambio lato aria. Nella realtà, i valori di riferimento sono variabili in ogni istante con le caratteristiche termodinamiche del flusso in analisi ma per tale trattazione ci si è riferiti ad un valore costante medio. Le correlazioni sono le seguenti:

lato fumi:

lato aria :

con _____, _____ e _____,

I valori di riferimento sono i seguenti:

	Unità di misura	Lato fumi	Lato aria
Temperature ingresso c.a	K	824	323,15
Pressione ingresso c.a	bar	1,2	46
Lambda, λ	W/mK	0,094075	0,034
C _p	kJ/kgK	1,17	1,004
Portata	kg/s	316	310
Viscosità standard, μ_{din}	Pa·s	0,000028	0,0000194
Viscosità corretta, μ_{din}	Pa·s	0,0000588	0,0000289
Viscosità parete, μ_{parete}	Pa·s		0,0000289
Passo fra i tubi	m		1,3
Velocità, u	m/s	35,72197032	1,782306517
Densità, ρ	kg/m ³	0,78	50,247
Diametro	m	3,8	1
Diametro equivalente, D _H	m	3,8	1,152
Area	m ²	11,341	3,462
Re	-	3781425,715	5316907,093
Pr	-	0,00035	0,00057
Nu	-	295,898	458,783
Coefficiente convezione, α	W/m ² K	7,325	13,543

11.3 Il secondo scenario

Il secondo scenario fa riferimento all'esercizio dell'impianto CAES in congiunzione con un parco eolico. Anche qui il mercato di riferimento è il MGP.

I dati relativi al parco eolico sono stati reperiti in letteratura e fanno riferimento a condizioni del vento relativi alla zona di Ballintlea South (Irlanda, contea di Cork). La zona è di tipo *Greenfield*, ovvero una zona dove sono già in atto delle analisi per valutare se il luogo sia idoneo ad ospitare una wind farm. I dati sono riferiti all'anno 2009, anno che per l'Irlanda è stato relativamente poco ventoso. Pertanto, le prestazioni del sistema integrato accumulato-eolico risentono di tale fattore. Per ogni ora dell'anno 2009 si è registrata la velocità media del vento e la direzione principale di provenienza, e su questi dati è stata condotta un'analisi statistica riferita alla distribuzione di Weibull. I dati, riferiti ad una altezza media di dieci metri circa, sono stati corretti attraverso la cosiddetta *Log law* ad una altezza di 105 metri, altezza supposta del mozzo della turbina eolica.

— —

dove v indica la velocità del vento all'altezza z , v^* è la velocità di attrito supposta pari a 0.3 m/s, k è la costante di von Karman pari a 0.4 e z_0 dipende dall'orografia del terreno e viene definita come lunghezza di rugosità aerodinamica. Grazie al software Google Earth® si è potuto constatare come il terreno dove è stata misurata la velocità del vento sia caratterizzato da basse foreste e modeste irregolarità. Pertanto si è supposto un fattore pari a 0.1 m. Con queste ipotesi la velocità media del vento per l'anno 2009 è stata di 9.04 m/s.

E' stata dunque condotta un'analisi statistica basata sulla distribuzione di Weibull. La velocità del vento è stata suddivisa in classi di ampiezza 1 m/s e per ogni classe è stata calcolata la frequenza di apparizione durante l'anno. A questa, è stata affiancata l'analisi di Weibull basata su una velocità di riferimento v di 9 m/s, uno *shape factor* k pari a 2 ed uno *scale factor* λ pari a 10.2 m/s circa. La distribuzione di Weibull si riferisce quindi alla distribuzione di Rayleigh dato il valore di k . La funzione di densità di probabilità assume la formulazione seguente:

— — —

La tabella seguente illustra la suddivisione in classi dei dati estrapolati riferiti al 2009 e riferiti alla distribuzione di Weibull.

Classe [m/s]	Ore annue per il 2009	Frequenza [%]	Frequenza di Weibull [%]	Ore annue con Weibull
1	135	0,015	0,019	168,239
2	287	0,032	0,037	326,832
3	346	0,039	0,053	467,047
4	773	0,087	0,066	581,865
5	417	0,047	0,076	666,550
6	502	0,056	0,082	718,940
7	523	0,059	0,084	739,428
8	1128	0,127	0,083	730,672
9	579	0,065	0,080	697,088
10	496	0,056	0,074	644,221
11	985	0,111	0,066	578,091
12	415	0,047	0,058	504,581
13	362	0,041	0,049	428,960
14	271	0,030	0,041	355,552
15	468	0,053	0,033	287,572
16	204	0,023	0,026	227,108
17	164	0,018	0,020	175,226
18	218	0,025	0,015	132,140
19	98	0,011	0,011	97,433
20	75	0,008	0,008	70,267
21	60	0,007	0,006	49,578
22	108	0,012	0,004	34,231
23	22	0,002	0,003	23,133
24	32	0,004	0,002	15,304
25	36	0,004	0,001	9,912

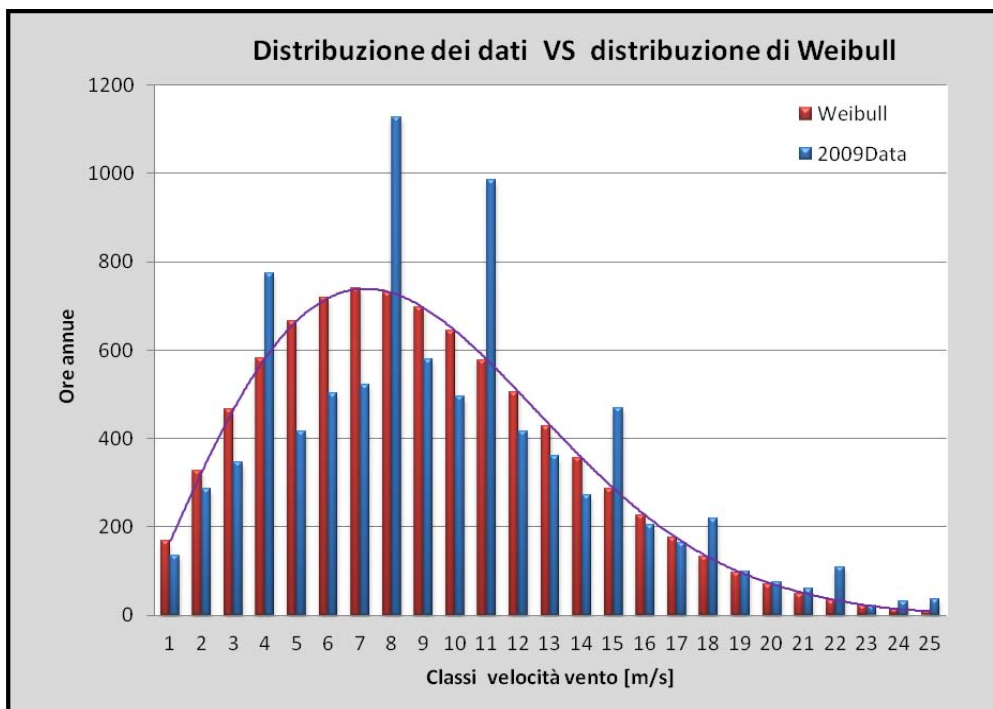


Figura 80 Distribuzione dell'intensità ventosa reale e con Weibull

La scelta della turbina eolica più adatta è stata fatta in un compromesso tra costi e performance. La turbina di riferimento è la VESTAS V90-3.0 MW di cui si dispone dei dati di targa. La curva di potenza è la seguente.

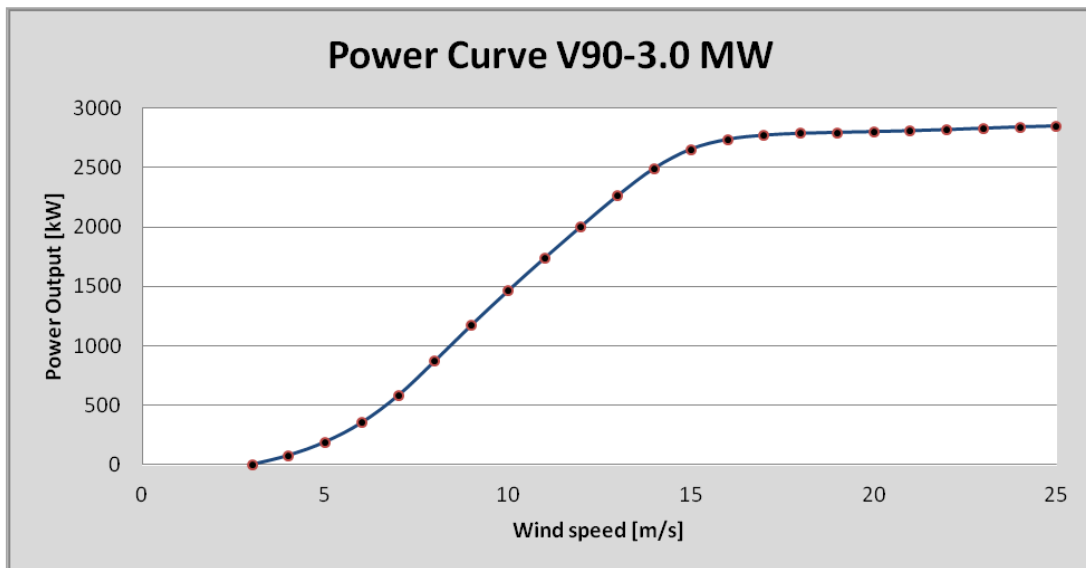


Figura 81 Curva di potenza per una VESTAS da 3 MW

Si evincono le velocità di *cut-in* pari a 4 m/s e una velocità *cut-out* di 25 m/s. La figura 82 illustra la generazione teorica di energia da una turbina eolica VESTAS collocata nella suddetta area per l'anno 2009, ottenuta correlando la curva caratteristica della turbina con i dati della velocità del vento corretti secondo la distribuzione di Weibull. Tale distribuzione è quella di riferimento per valutare la redditività del parco eolico.

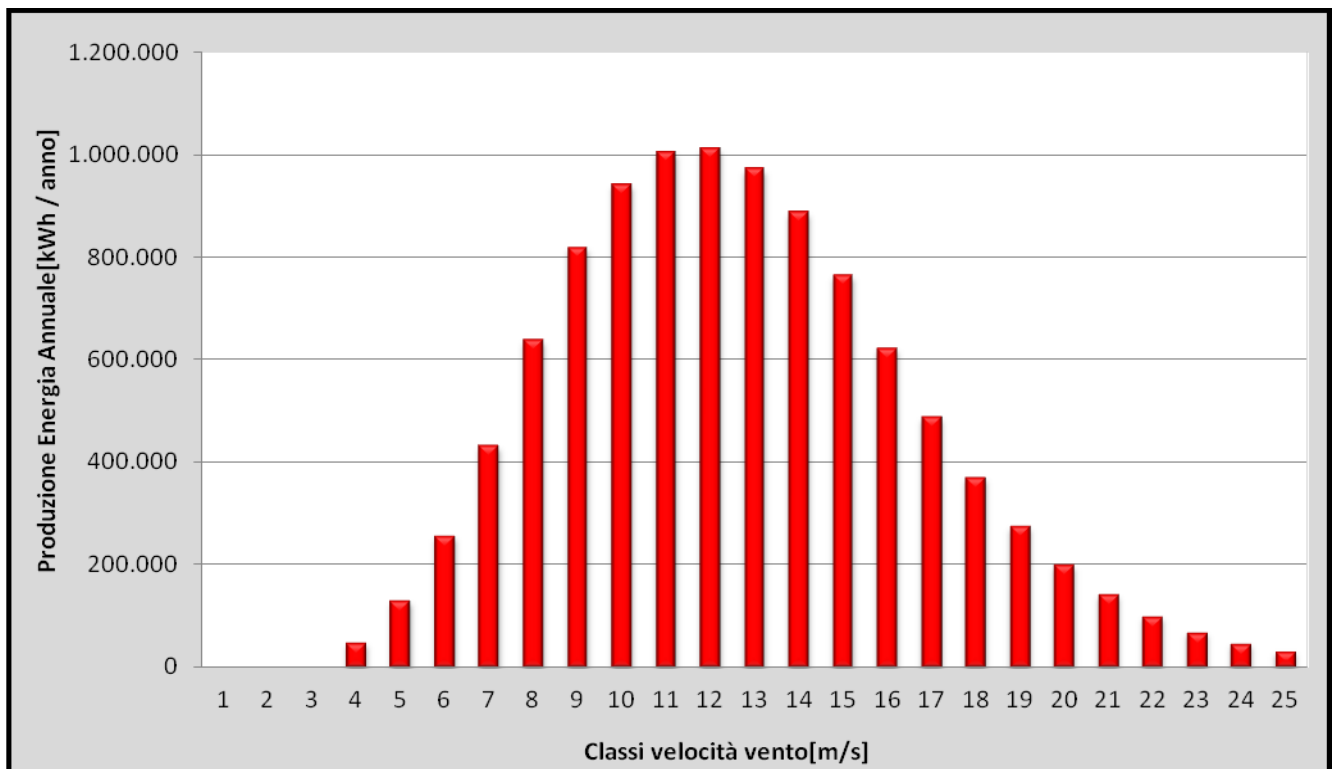


Figura 82 Generazione teorica di energia per una VESTAS da 3 MW nell'area in analisi

La generazione teorica massima di energia è pari a 10200.5 MWh annui. Il *capacity factor* corrispondente è del 38.8% circa.

Per quanto riguarda le direzioni principali del vento si è costruita la rosa dei venti relativa al luogo in analisi, mettendo in relazione la direzione principale di provenienza, l'intensità ventosa suddivisa in classi di ampiezza 4 m/s ed ore di apparizione, per ogni combinazione possibile relativa al 2009.

La direzione del vento è espressa in gradi ed è rappresentata da 8 categorie relative ad un'area spazzata di 45°. La direzione Nord è compresa ad esempio tra 337.5° e 22.5°. Le altre vengono definite di conseguenza.

Dall'analisi condotta la direzione principale di provenienza è il Sud, con leggere influenze da Sud-Ovest, Ovest. La figura 83 illustra le considerazioni appena fatte.

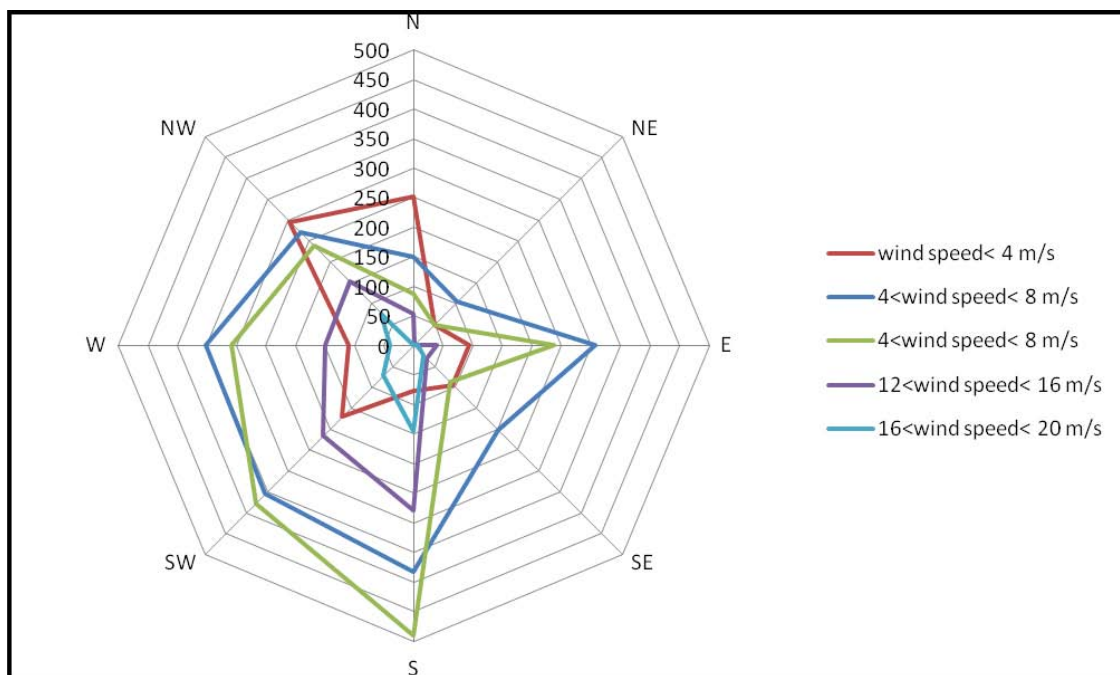


Figura 60 Rosa dei venti per l'area in analisi

Per passare dalla generazione teorica di una turbina a quella di un parco eolico l'incertezza è molto grande. Molteplici variabili in gioco influenzano le performance complessive.

Sono state scelte 60 turbine per adattare la potenza oraria ⁽¹⁾ in output del parco eolico alla taglia del sistema di accumulo. Ognuna delle 60 turbine risponde ai dati dell'intensità ventosa forniti precedentemente. Questo nella realtà dei fatti difficilmente avviene, pertanto è stato inserito un rendimento correttivo che tiene conto del reciproco disturbo fra le turbine e della limitazione del modello utilizzato. Il rendimento è stato scelto pari a 0.80.

La connessione tra l'impianto di accumulo e il parco di generazione eolica è stata scelta essere non diretta. Il motivo sostanziale è dovuto al fatto che le performance delle turbine eoliche risultano troppo scarse per alimentare il compressore. Da precedenti simulazioni si è constatato che i periodi di maggior produzione elettrica da parte dell'impianto eolico con conseguente assorbimento di energia da parte dell'impianto CAES non assicuravano la stabilità e l'elasticità di esercizio necessaria all'entrata in funzione del blocco turbine quando richiesto.

Una funzione obiettivo del sistema integrato accumulo-eolico è l'aumento sostanziale del *capacity factor* (C.F) del parco eolico. Precedenti simulazioni hanno rivelato come l'assorbimento di energia da parte del compressore nelle ore di maggiore intensità ventosa e la generazione di energia da parte della turbina nelle ore in cui le prestazioni delle turbine eoliche sono carenti, aumentavano il C.F di pochi punti percentuali.

⁽¹⁾ Nella simulazione in *Simulink*, ogni secondo simulato equivale ad un'ora reale. Pertanto, la potenza è espressa come potenza-oraria.

Pertanto, la gestione di controllo dell'impianto CAES è stata influenzata da queste considerazioni. Il compressore presenta un sistema di controllo analogo a quello utilizzato nello scenario precedente, con la differenza sostanziale che è chiamato ad operare se la pressione dell'aria all'interno del serbatoio è inferiore a 55 bar; questo comporta che l'entrata in esercizio del compressore è strettamente legata all'esercizio del blocco turbine piuttosto che al prezzo dell'energia elettrica. Tale scelta è giustificata dal voler garantire una flessibilità di esercizio molto elevata visto l'elevata intermittenza della fonte eolica.

Riguardo le variabili termodinamiche quali portate elaborabili, rapporto di compressione e rendimenti isoentropici essi sono gli stessi dello scenario precedente. Il controllo della turbina invece, presenta lo stesso condizionamento duale descritto precedentemente, ed un controllo aggiuntivo basato sulla potenza oraria di output del parco eolico. In particolare, quando la potenza del parco eolico scende sotto i 35 MW·h la turbina viene azionata e sopperisce ai cali di produzione del suddetto parco.

Vista quindi la grande flessibilità di esercizio richiesta dalla turbina, le variabili termodinamiche caratterizzanti quest'ultima, ed in particolare la portata elaborabile, sono il risultato di un compromesso con le performance dell'impianto integrato CAES-eolico complessivo.

Il blocco espansori ed il recuperatore di calore sono caratterizzati dai seguenti parametri:

Portata d'aria elaborabile	Kg/s	138
Coefficiente convezione lato fumi	W/m ² K	3.9
Coefficiente convezione lato aria	W/m ² K	7.1

Come nello scenario precedente, i valori di riferimento per il calcolo dei coefficienti lato fumi e lato aria sono i seguenti

	Unità di misura	Lato fumi	Lato aria
Temperature ingresso c.a	K	824	323,15
Pressione ingresso c.a	bar	1,2	46
Lambda, λ	W/mK	0,094075	0,034
C _p	kJ/kgK	1,17	1,004
Portata	Kg/s	142	140
Viscosità standard, μ_{din}	Pa·s	0,000028	0,0000194
Viscosità corretta, μ_{din}	Pa·s	0,0000588	0,0000289
Viscosità parete, μ_{parste}	Pa·s		0,0000289
Passo fra i tubi	m		1,3
Velocità, u	m/s	16,03	0,79
Densità, ρ	Kg/m ³	0,78	50,247
Diametro	m	3,8	1
Diametro equivalente, D _H	m	3,8	1,152
Area	m ²	11,341	3,462
Re	-	1696854,957	2366881,222
Pr	-	0,00035	0,00057
Nu	-	155,860	240,116
Coefficiente convezione, α	W/m ² K	3,859	7,088

12.1 Il primo scenario di simulazione

Data la grande mole di dati elaborati viene proposta la simulazione della prima settimana dell'anno al fine di illustrare in maniera chiara ed esauriente le variazioni dei parametri operativi più significativi. Viene proposto quindi l'esercizio del compressore e di tutti le apparecchiature relative a questo ultimo, la variazione delle variabili termodinamiche caratterizzanti il serbatoio, l'esercizio del blocco turbine e le valutazioni delle performance complessive dell'impianto.

Il tempo di simulazione è fissato a 168 secondi di simulazione. Il passo di simulazione è fissato; di conseguenza la variazione di ogni parametro nella finestra temporale di simulazione è caratterizzata da 1680 valori.

Prima settimana di Gennaio

Viene mostrato l'andamento della temperatura dell'aria esterna, la variazione di temperatura dell'acqua in uscita dal primo intercooler, dallo scambiatore di calore e la temperatura dell'aria aspirata dal compressore assiale.

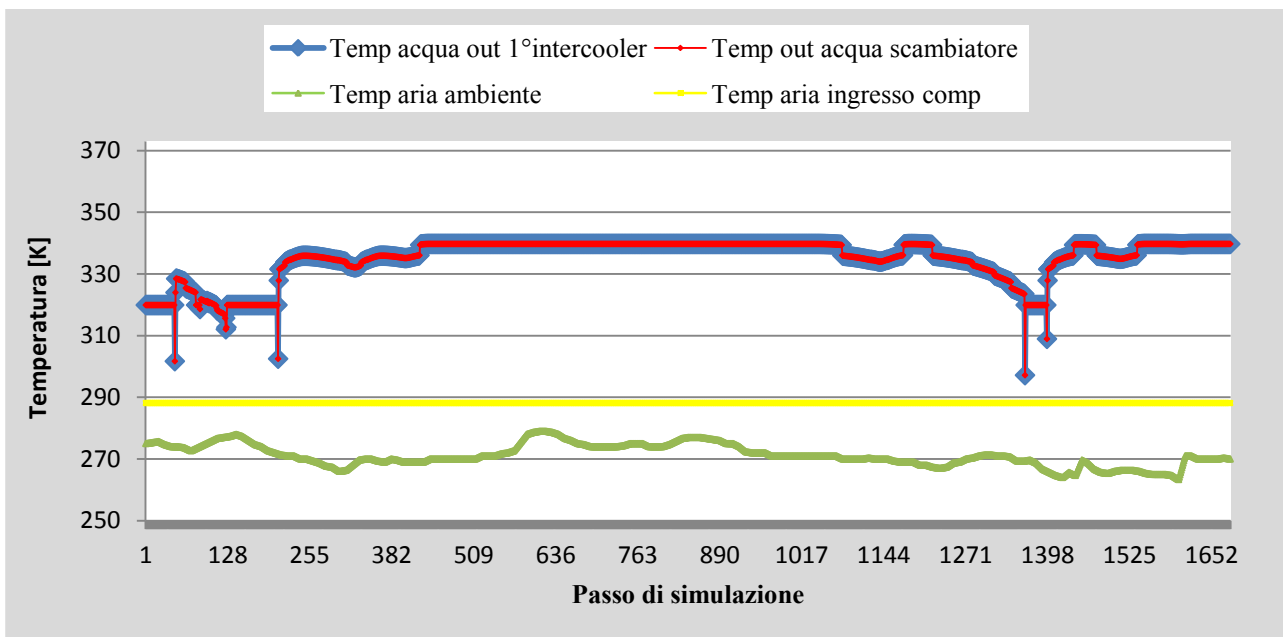


Figura 61 Andamento della temperatura dei fluidi operativi per vari apparati relativi al blocco compressori

Si evince come l'aria all'aspirazione del compressore sia imposta costante a 15°C circa, mentre l'acqua in uscita dall'intercooler e dallo scambiatore è relazionata, istante per istante, anche al rapporto di compressione che caratterizza il compressore assiale.

A tal proposito viene illustrato il rapporto di compressione, R_c , che contraddistingue i compressori assiale e centrifugo.

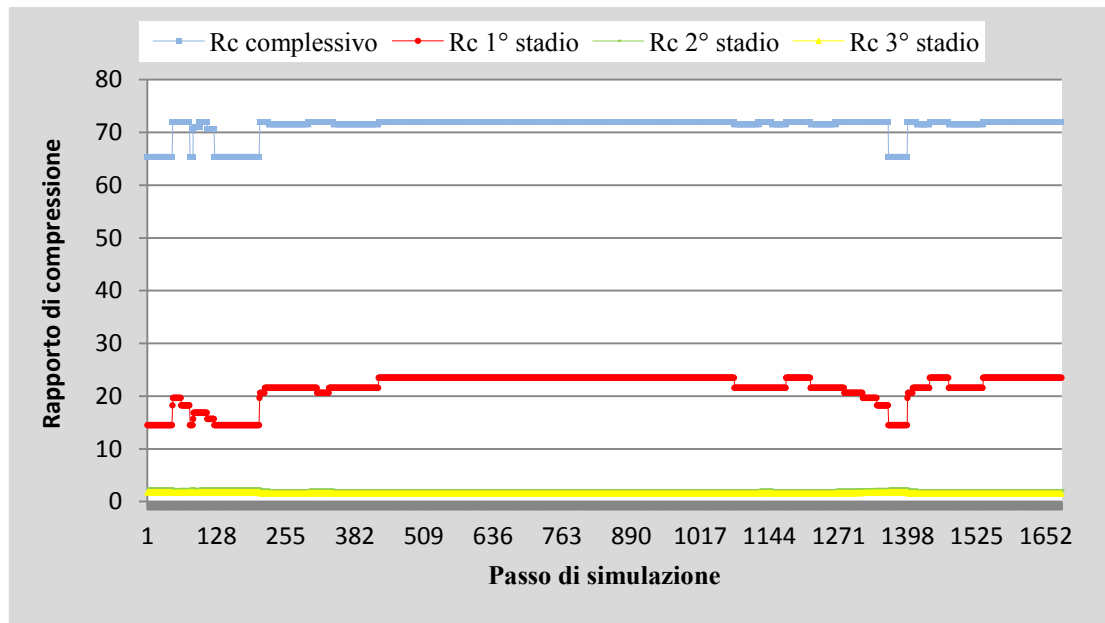


Figura 62 Andamento del rapporto di compressione del blocco compressori

Il rapporto di compressione, come già evidenziato, è individuato dal particolare punto di esercizio relativo alla *speed-line* operativa che permette di operare a rendimenti isoentropici elevati al variare della portata elaborata. Dato quindi il segnale relativo alla specifica portata elaborabile, il rapporto di compressione è determinato.

La portata operativa è condizionata dai controlli vigenti sul blocco compressore. Viene quindi proposto l'andamento della portata massica elaborata dal compressore in funzione della pressione dell'aria all'interno del serbatoio.

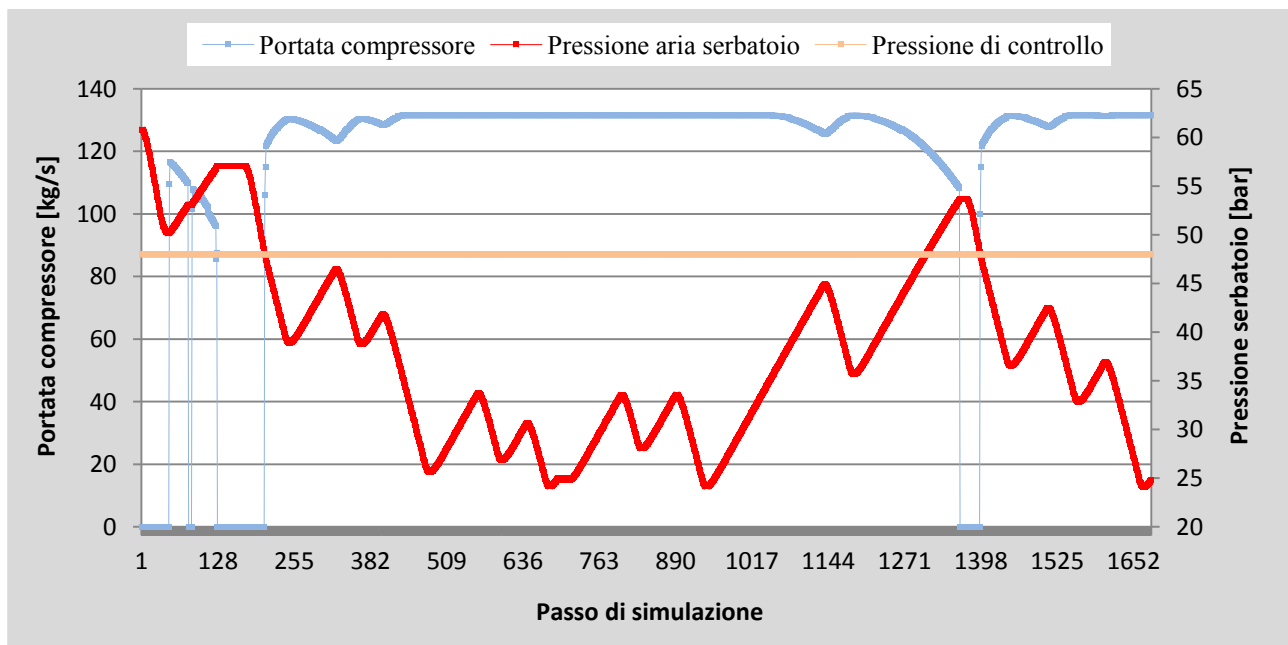


Figura 63 Andamento della portata elaborata dal compressore e della pressione vigente all'interno del serbatoio

Sebbene il prezzo dell'energia istante per istante non sia del tutto conveniente si evince come il controllo basato sulla pressione limite di 48 bar sia il principale condizionamento del sistema compressore-serbatoio per la maggior parte del tempo di simulazione. Nelle prime ore dell'anno invece l'entrata in funzione del compressore è subordinata dal prezzo orario dell'energia.

Si può oltretutto notare come l'avviamento del compressore non sia istantaneo al raggiungimento della soglia critica di pressione. Questo è dovuto al fatto che il range della portata operativa del compressore è fatto variare tra il 67% ed il 108% circa, ovvero tra 80 kg/s circa e 130 kg/s circa. Il segnale proveniente dalla valvola condiziona con successo il blocco compressore se la portata da elaborare rientra nel suddetto range operativo.

Nella figura 87 vengono illustrate tali considerazioni riportando inoltre il grado di chiusura/apertura delle valvole IGV poste all'ingresso del primo stadio del compressore assiale. La variazione è relazionata alla variazione di portata ma è da evidenziare come ogni valore dell'angolo indichi lo scostamento dell'angolo di calettamento dal suo valore in condizioni nominali.

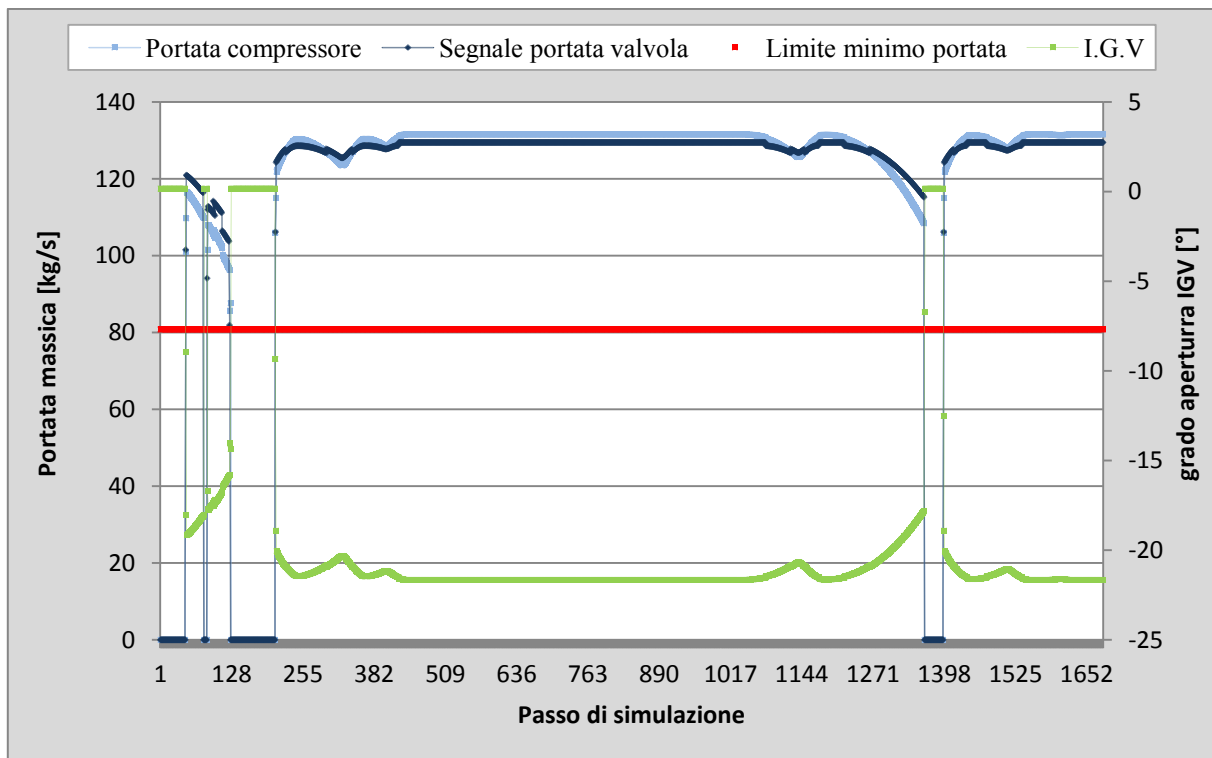


Figura 64 Andamento della portata massica segnalata dalla valvola e quella elaborata dal compressore.

Da evidenziare come il compressore e la valvola siano intercollegati ed inesorabilmente portano alla creazione di un *loop algebrico* all'interno dell'ambiente di *Simulink*. In pratica la valvola impone la portata ottimale da elaborare che però è funzione della pressione a monte della valvola stessa; la pressione a monte della valvola è a sua volta determinata dal rapporto di compressione che è funzione della portata massica elaborabile dal compressore. Questo problema è stato risolto con l'introduzione di un ritardo dinamico sul segnale in ingresso al compressore che permette di far dialogare i due componenti in analisi senza incontrare una divergenza dei segnali. Questo porta a non far coincidere esattamente i segnali istante per istante. Da simulazioni precedenti si è calcolato come l'errore massimo commesso tra i due segnali, portata del compressore e portata definita dal modello gasdinamico della valvola, sia dell'8%. Questo errore si riscontra soprattutto nell'avviamento del compressore ma tende a minimizzarsi quanto più il compressore rimane stabilmente in esercizio.

La potenza sviluppata dal blocco compressori viene illustrata in figura 88.

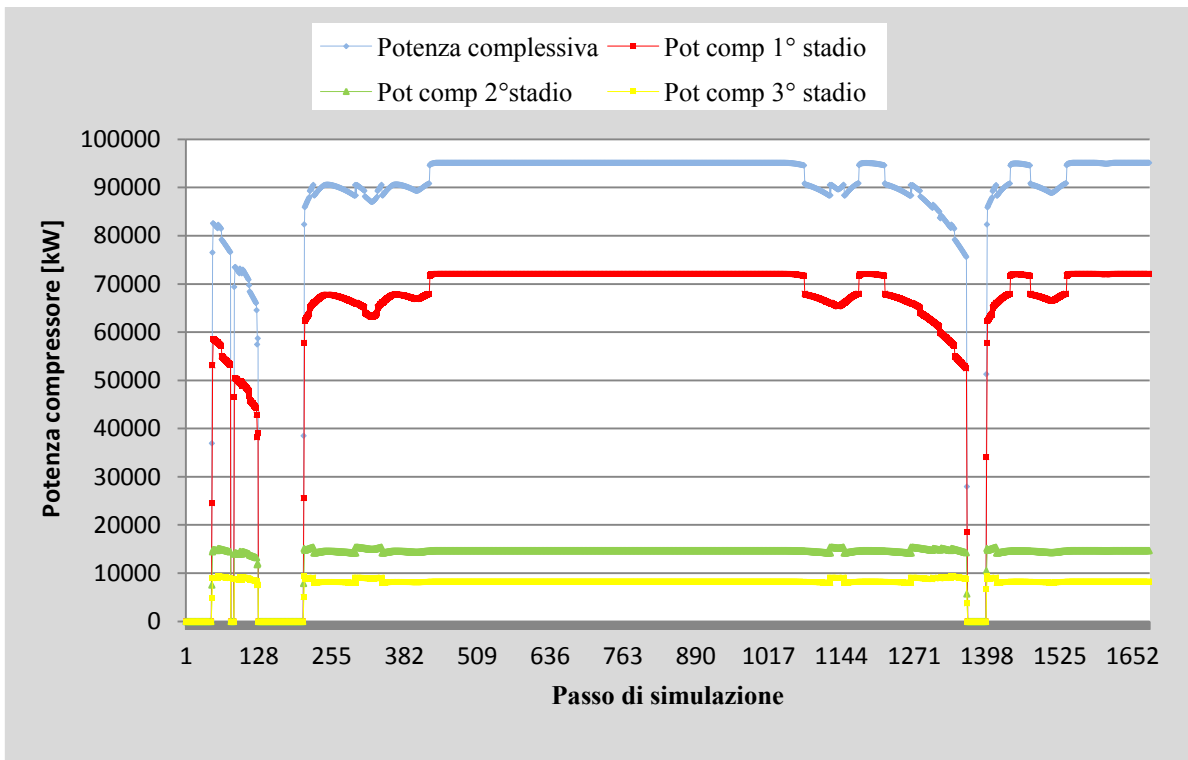


Figura 65 Potenza assorbita dal blocco compressori

Il blocco turbine presenta invece una modulazione di potenza basata sull'immissione di una portata di combustibile variabile, funzione della pressione in ingresso al primo stadio di espansione. La figura 89 illustra tali considerazioni.

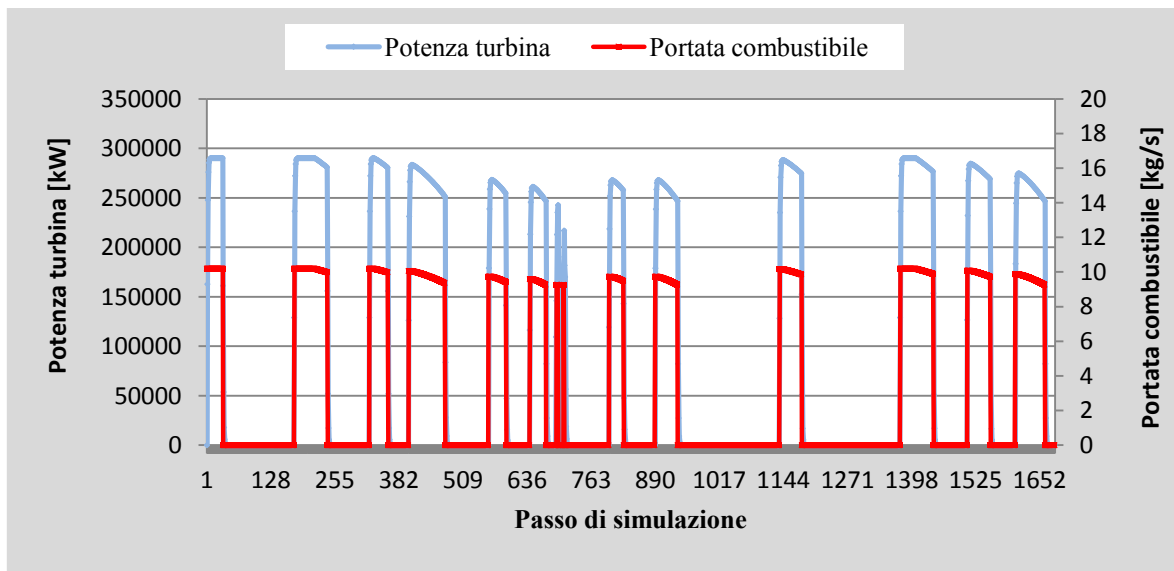


Figura 66 Potenza sviluppata dal blocco turbina e andamento della portata di combustibile immesso

La figura 90 illustra invece l'andamento della portata di combustibile in funzione della pressione all'ingresso del primo stadio di espansione.

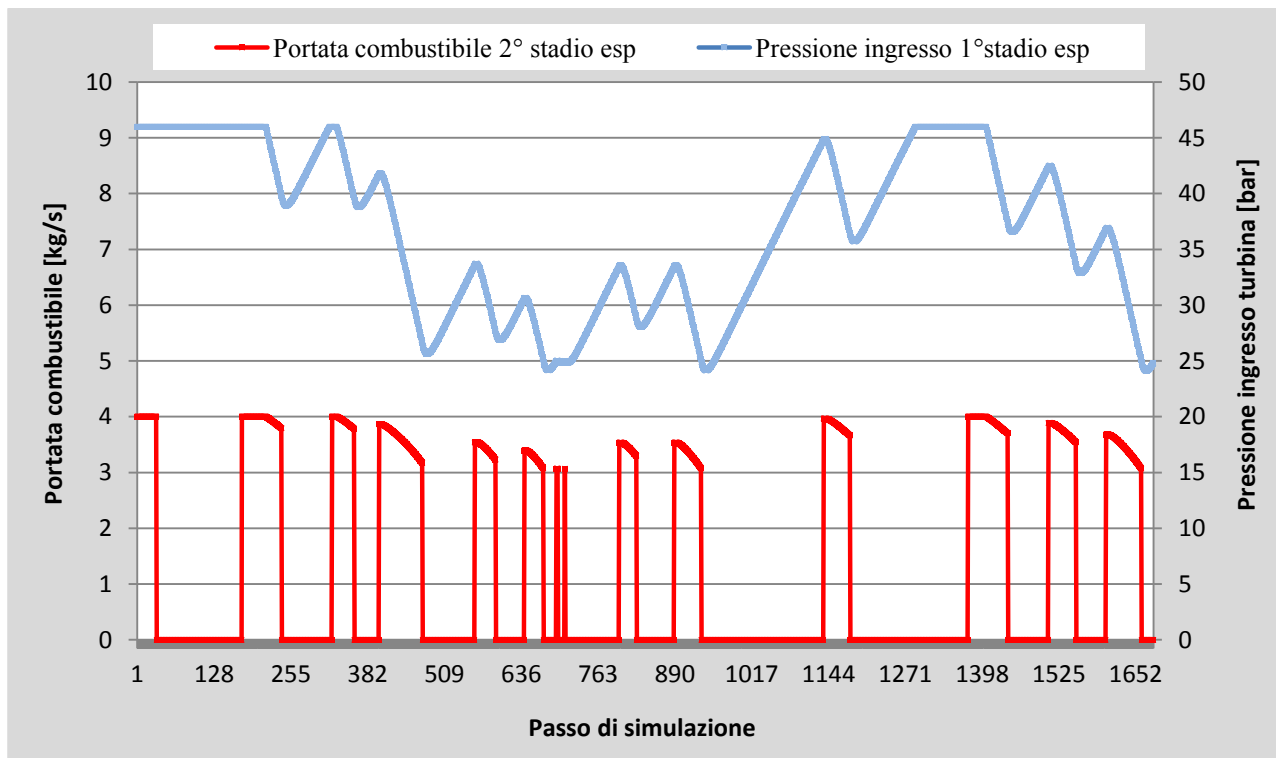


Figura 90 Andamento della pressione in ingresso alla turbina e del combustibile iniettato nel secondo stadio di espansione

Gli ultimi andamenti proposti sono relativi ai parametri termodinamici del serbatoio quali: massa di aria stoccata, densità, pressione e volume dell'aria immagazzinata. L'andamento del volume e della densità dell'aria all'interno del serbatoio viene illustrata nella figura 91. L'andamento degli altri parametri viene riportato in figura 92.

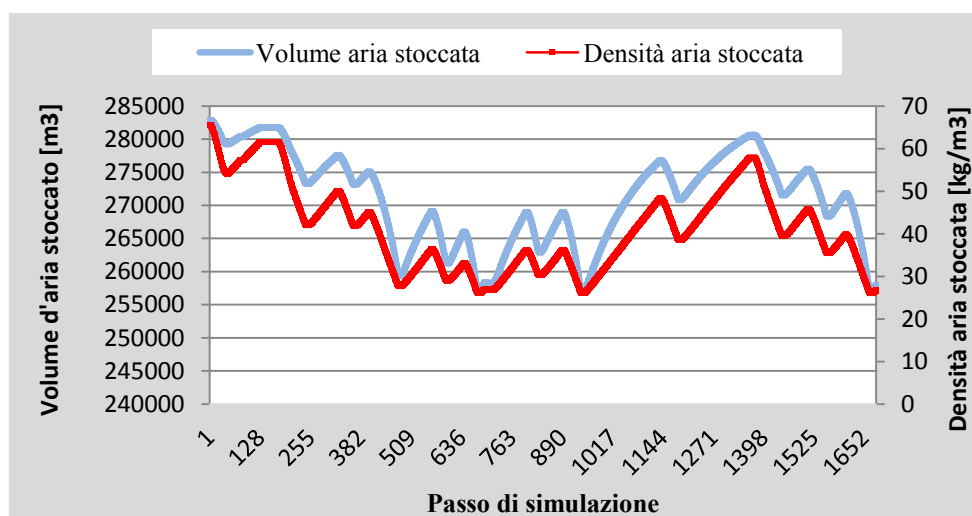


Figura 91 Andamento del volume e della densità dell'aria stoccata all'interno del serbatoio

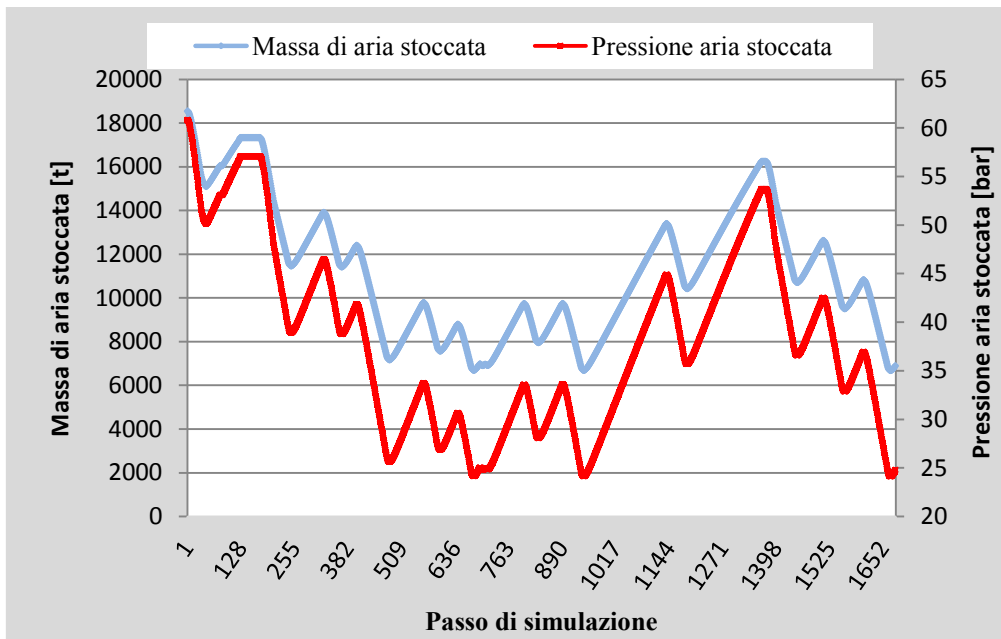


Figura 92 Andamento della massa e della pressione dell'aria immagazzinata

Complessivamente si riporta una tabella riepilogativa delle performance di esercizio relative alla prima settimana di Gennaio.

Potenza nominale compressori	MW	87.5
Portata nominale compressore	Kg/s	120
Ore funzionamento compressore	ore	84
Potenza nominale turbina	MW	285
Portata nominale turbina	Kg/s	310
Ore funzionamento turbina	ore	73
Massima pressione di esercizio	bar	60.8
Minima pressione di esercizio	bar	24.1
Rendimento semplice di ciclo	-	0.575
Round-trip efficiency	-	1
Heat-rate	-	0.695
Energy-ratio	-	3.314

Simulazione annua

La simulazione dell'esercizio dell'impianto CAES per tutte le 8760 ore annue ha lo scopo di evidenziare l'andamento dei principali parametri termodinamici caratterizzanti l'impianto, nonché i costi e ricavi derivanti dalla propria gestione. Data la grande mole di dati (87600) simulata vengono presentati solo alcuni andamenti in quanto una illustrazione come quella riportata nella simulazione settimanale risulterebbe poco chiara.

Dalla simulazione settimanale è evidente come il compressore sia chiamato spesso ad operare al fine di garantire l'esercizio ottimale del blocco turbine. Il parametro termodinamico chiave che condiziona l'entrata in esercizio di queste turbomacchine è la pressione dell'aria vigente all'interno del serbatoio. La figura 93 illustra l'andamento della portata elaborata dal compressore (linea rossa) e la variazione della pressione all'interno del serbatoio (linea blu).

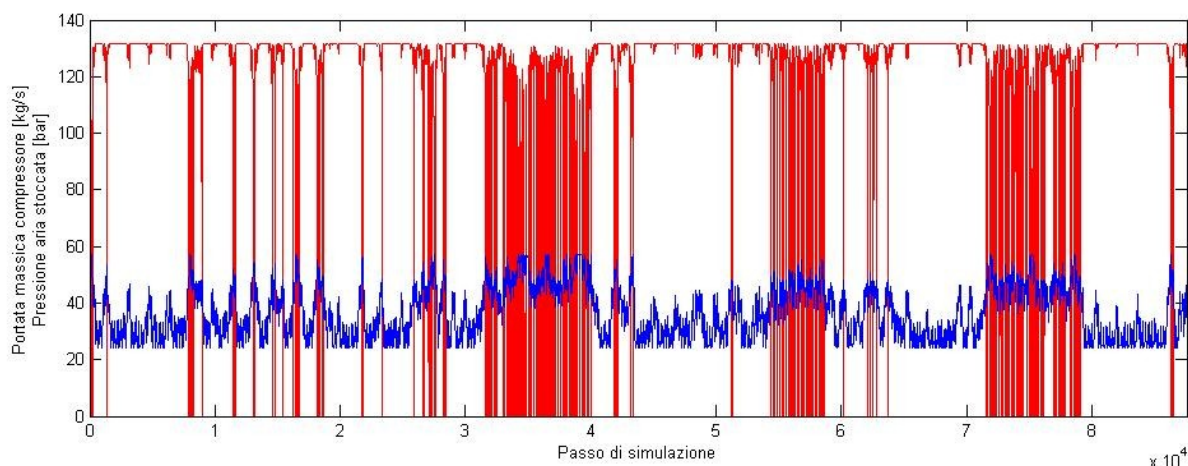


Figura 93 Andamento annuo della pressione dell'aria stoccata e della portata del compressore

Il volume iniziale d'aria contenuto all'interno del serbatoio è di 282000 m³. Alla fine della simulazione esso è pari a 271440 m³. Il proprio andamento è riportato in figura 94.

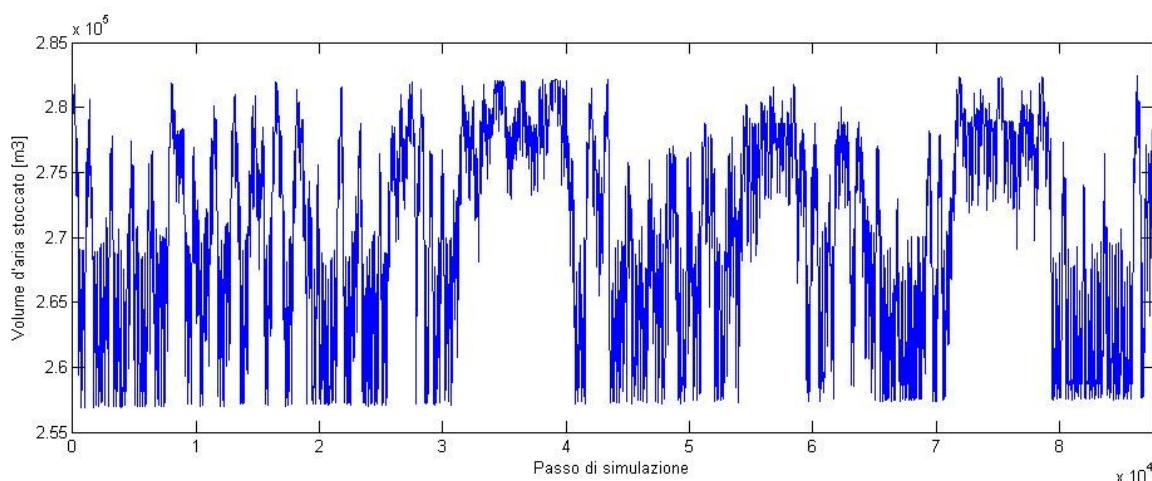


Figura 67 Volume d'aria immagazzinato all'interno del serbatoio

Altro andamento proposto è quello della massa di aria stoccata nel serbatoio, la relativa pressione e le potenze del blocco compressore e turbina rispettivamente nelle figure 95 e 96.

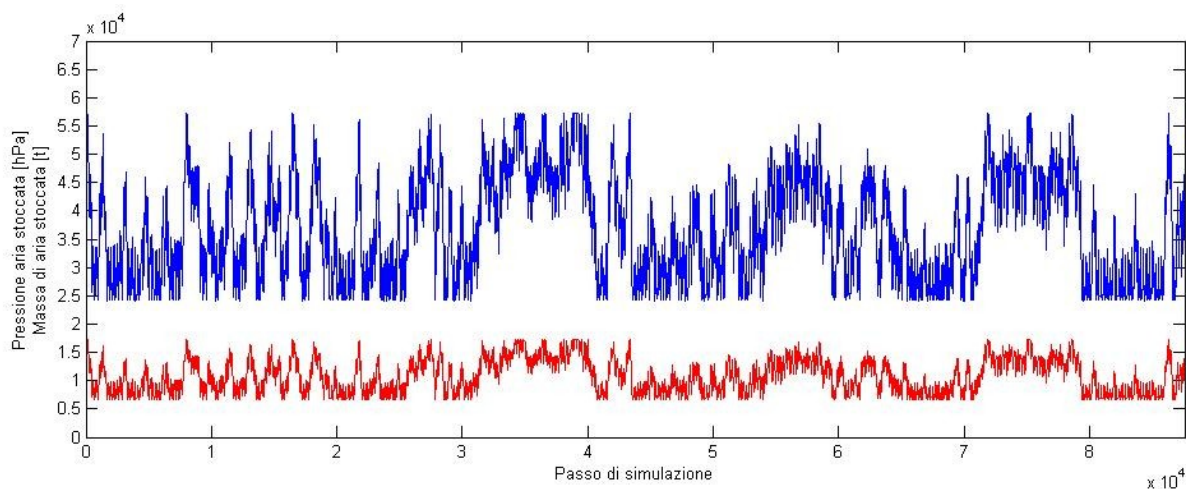


Figura 68 Andamento della pressione e massa dell'aria immagazzinata

La massa d'aria all'istante iniziale è di 18,550 tonnellate. La massa dell'aria immagazzinata a fine anno è di 10,400 tonnellate.

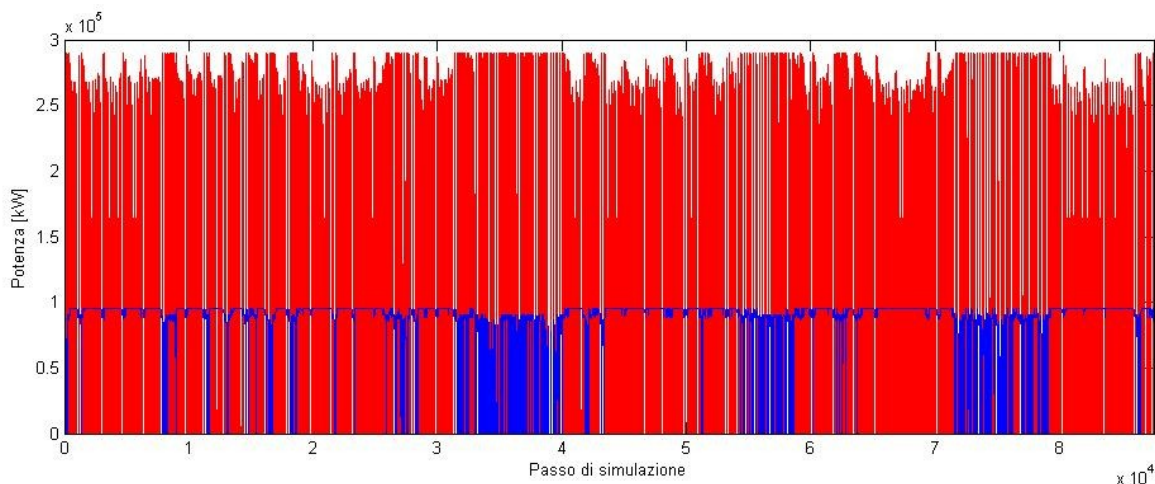


Figura 69 Andamento delle potenze per il compressore, 87.5 MWn, e la turbina a gas, 290 MWn

Si riporta un riepilogo delle performance termodinamiche dell'impianto complessivo.

Potenza nominale compressori	MW	87.5
Portata nominale compressore	kg/s	120
Ore funzionamento compressore	ore/anno	4487
Potenza nominale turbina	MW	290
Portata nominale turbina	kg/s	310
Ore funzionamento turbina	ore/anno	3641
Massima pressione di esercizio	bar	60.8
Minima pressione di esercizio	bar	24.1
Massima densità di esercizio	kg/m ³	65.6

Minima densità di esercizio	kg/m ³	25.9
Portata gas naturale nominale	kg/s	10.2
LHV gas naturale	kJ/kg	45000
Portata annua di combustibile	mil m ³	7.57
Energia complessiva prodotta	TWh	645
Energia complessiva consumata	TWh	525
Rendimento semplice di ciclo	-	0.575
Round-trip efficiency	-	1
Heat-rate	-	0.695
Energy-ratio	-	3.314

I relativi costi e ricavi operativi sono rispettivamente di 36.9 milioni di euro circa e di 42.2 milioni di euro circa. Una trattazione più dettagliata viene proposta nel capitolo successivo.

12.2 Il secondo scenario di simulazione

Lo scopo principale del secondo scenario di simulazione è l'aumento sostanziale del *capacity factor* del parco eolico ed la massimizzazione del profitto derivante dalla gestione del sistema integrato CAES-eolico.

Prima settimana di Gennaio

Come fatto nel paragrafo precedente, vengono illustrati gli andamenti dei parametri termodinamici operativi più significativi. Il primo andamento proposto è quello della potenza oraria generata dal parco eolico autonomamente e quella generata dal sistema integrato.

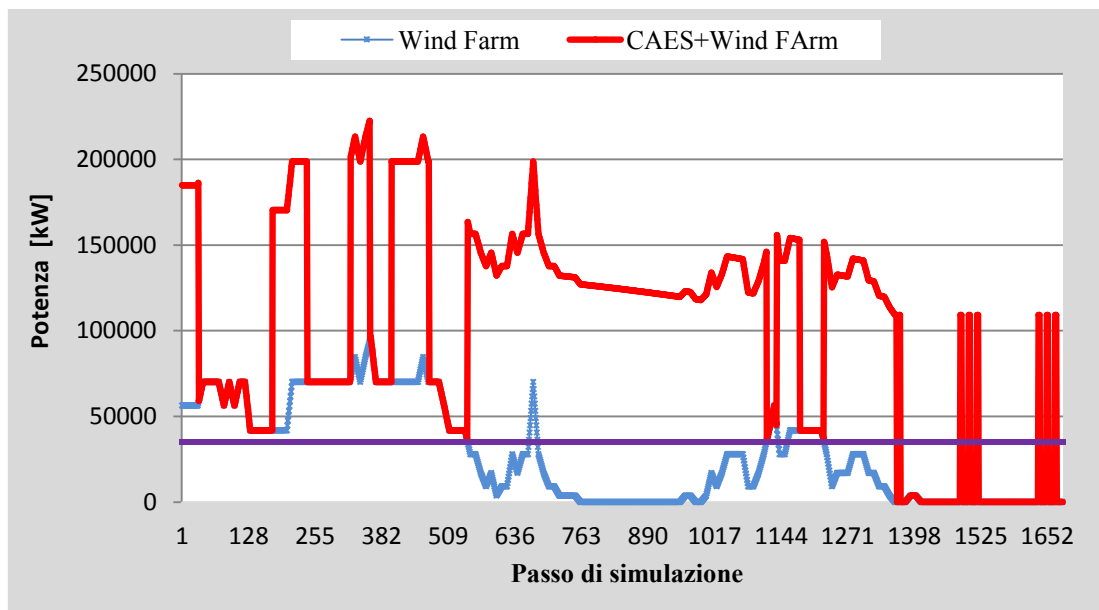


Figura 70 Andamento del sistema integrato CAES-eolico

Da notare il valore soglia minimo di 35 MW relativo alla potenza oraria in uscita dal parco eolico che condiziona l'entrata in servizio dell'impianto CAES. La potenza nominale dell'impianto di circa 128 MW viene sommata istante per istante al segnale proveniente dalla Wind Farm. Parallelamente è interessante notare l'andamento della potenza generata dalla turbina e quella assorbita dal compressore in funzione dell'andamento della potenza delle turbine eoliche. La necessità di gestire l'entrata in servizio della turbina a gas in maniera elastica e continua, si traduce parallelamente in una flessibilità di esercizio del blocco compressori molto elevata. Il compressore viene azionato quando viene raggiunta una pressione limite dell'aria all'interno del serbatoio come già indicato in precedenza.

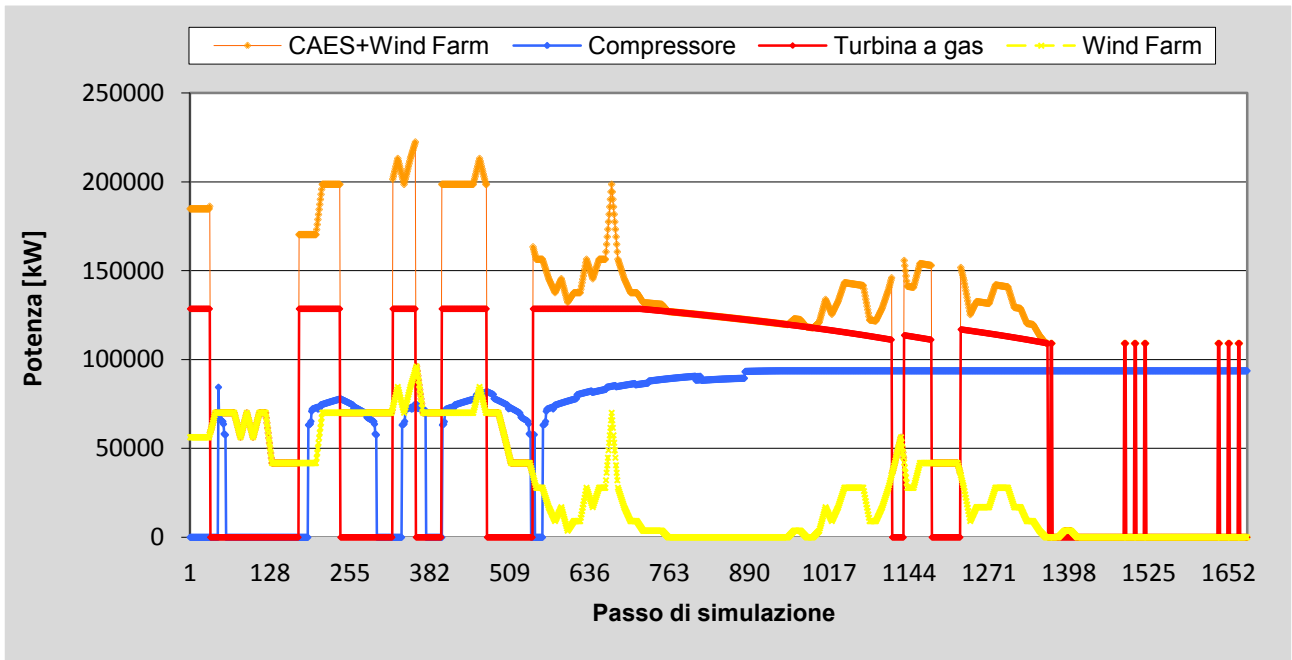


Figura 71 Andamento delle potenze del sistema integrato CAES-eolico

La figura 99 illustra invece le caratteristiche termodinamiche del serbatoio quali volume d'aria stoccato istante per istante e densità dell'aria presente nella caverna.

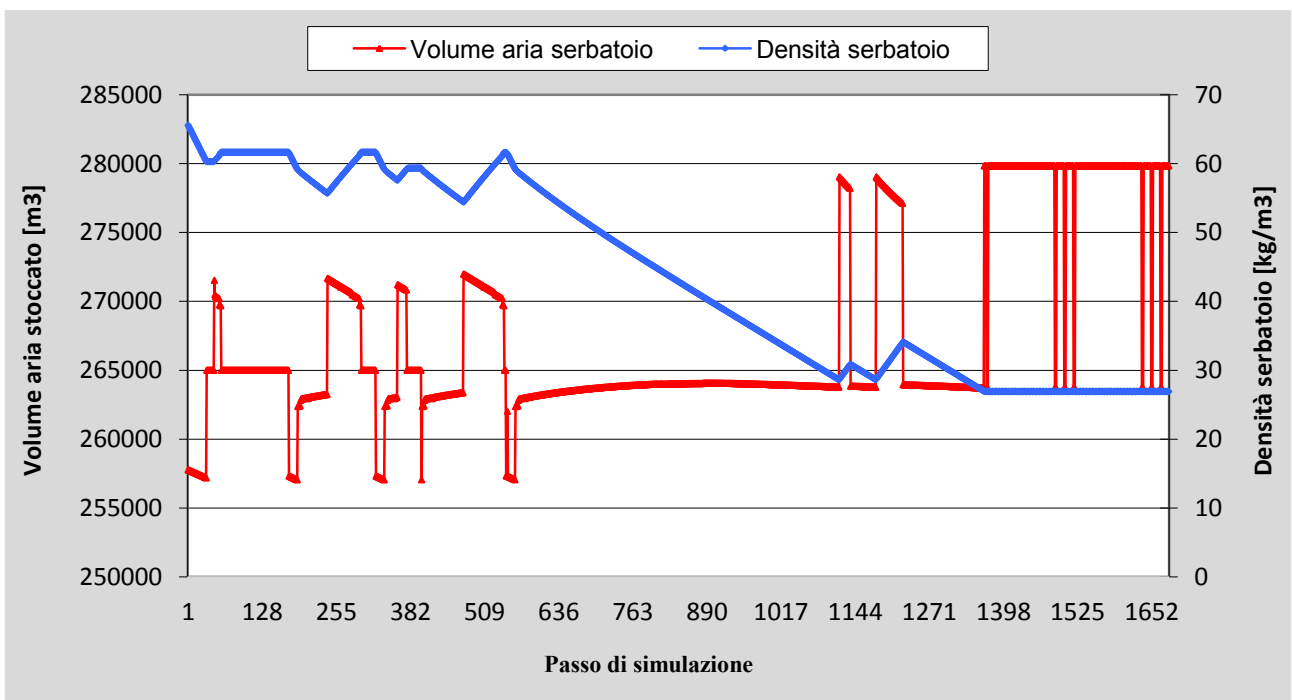


Figura 72 Andamento del volume e della densità dell'aria immagazzinata nel serbatoio

Si evince come il volume di aria immagazzinato non subisce grandi variazioni a conferma del volere mantenere delle condizioni operative dell'impianto che garantiscano l'appoggio al parco eolico per tutta la durata della simulazione.

Questo consente la massimizzazione del profitto dato che l'aria si trova spesso nelle condizioni operative ottimali per essere poi espansa dal blocco turbine. Come già detto, un controllo meno

stretto sulla pressione dell'aria all'interno del serbatoio comporta da una parte la minimizzazione dei costi di gestione, ma dall'altro non permette un supporto duraturo alla Wind Farm. In riferimento alle considerazioni appena fatte, la figura 100 illustra l'andamento della pressione esercitata dall'aria all'interno del serbatoio, espressa in bar, e la relativa portata massica d'aria che viene immessa o prelevata rispettivamente dal blocco compressori e dal blocco turbine.

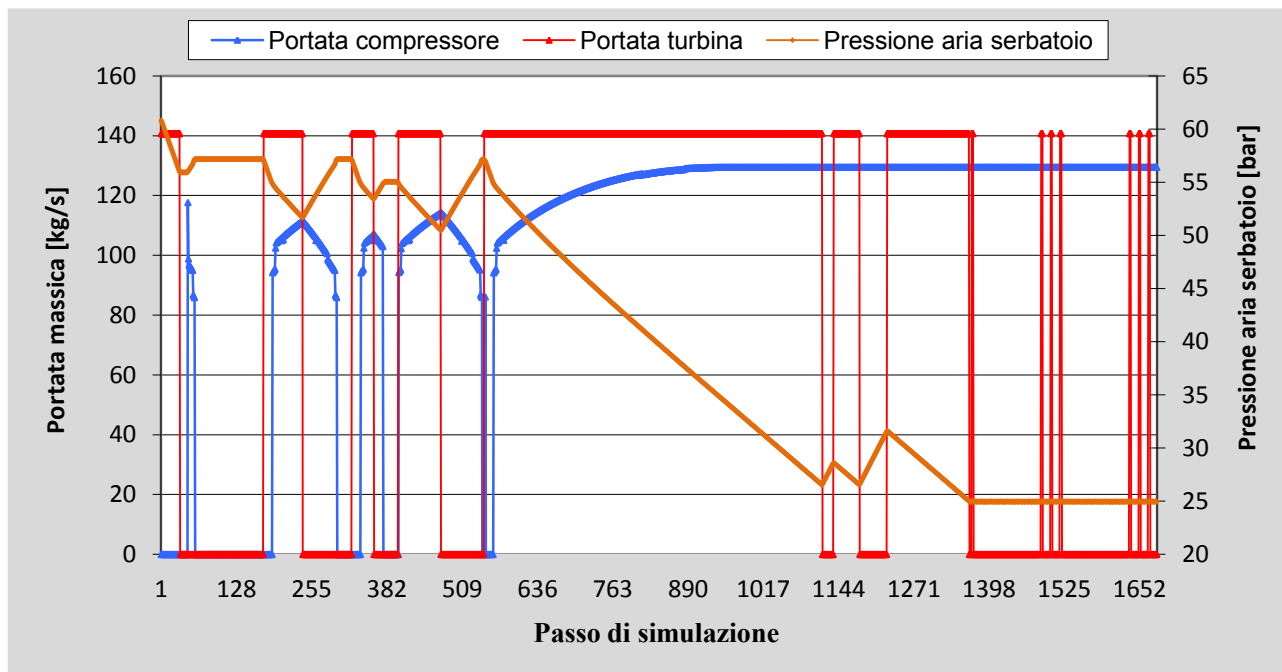


Figura 100 Andamento delle portate elaborate del compressore e dalla turbina in funzione della pressione dell'aria stoccata nel serbatoio

La tabella sottostante riporta le performance complessive dell'impianto integrato CAES-eolico per la prima settimana dell'anno.

Potenza nominale compressori	MW	87.5
Portata nominale compressore	Kg/s	120
Ore funzionamento compressore	ore	80
Potenza nominale turbina	MW	128
Portata nominale turbina	Kg/s	140
Ore funzionamento turbina	ore	118
Massima pressione di esercizio	bar	60.8
Minima pressione di esercizio	bar	24.9
Rendimento semplice di ciclo	-	0.40
Round-trip efficiency	-	0.63
Heat-rate	-	0.55
Energy-ratio	-	1.41

Simulazione annuale

La simulazione annuale vuole chiarire come l'appoggio dell'impianto CAES sia fondamentale per l'aumento sostanziale del *capacity factor* della Wind Farm. Sebbene il collegamento tra i due impianti non sia diretto e conseguentemente l'intermittenza della potenza in uscita dal parco eolico rimane invariata, quello che è importante evidenziare è la valorizzazione della potenza in uscita dal sistema integrato. Il sistema di accumulo CEAS sopprime alle repentine cadute di generazione eolica per la maggior parte del tempo. Questo è dovuto al fatto che le condizioni operative dell'aria stoccata sono sempre tali da poter garantire un appoggio continuo.

La figura sottostante illustra l'andamento della potenza oraria del sistema integrato CAES-eolico (linea blu) e quello della potenza oraria del parco eolico senza il sostegno del sistema di accumulo (linea rossa).

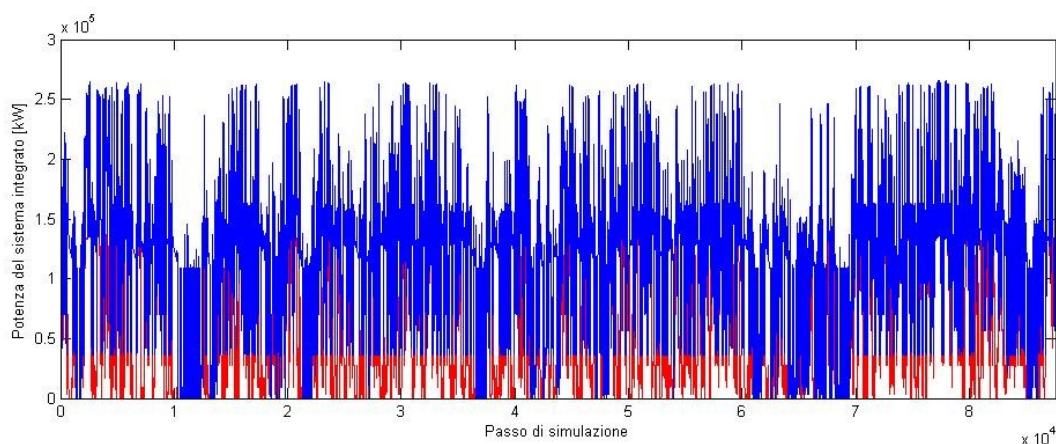


Figura 101 Andamento della potenza del sistema integrato

Si evince come per alcune ore annue, indicativamente relative alla terza settimana di Febbraio, i primi giorni di Aprile, di Giugno e di Ottobre, l'impianto non riesce a garantire una generazione minima al parco eolico. L'incremento del *capacity factor* è comunque significativo. Dal 29.3% del parco eolico isolato ad un 70.3% del sistema integrato. L'aumento è del 140% circa. Attualmente, il servizio ancillare offerto dal sistema di accumulo non prevede ricavi economici nell'attuale mercato elettrico.

L'andamento della pressione all'interno del serbatoio è illustrato della figura sottostante.

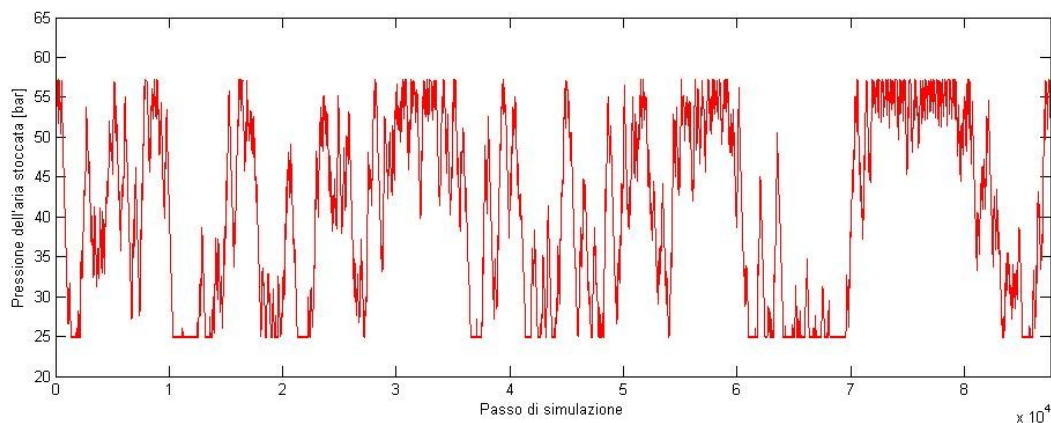


Figura 102 Pressione dell'aria stoccata all'interno del serbatoio

La portata operativa del compressore (linea blu) in funzione della pressione vigente all'interno del serbatoio (linea rossa) è illustrato in figura 103. Si evince come a pressioni dell'aria all'interno del serbatoio minime corrispondano portate elaborate massime e viceversa

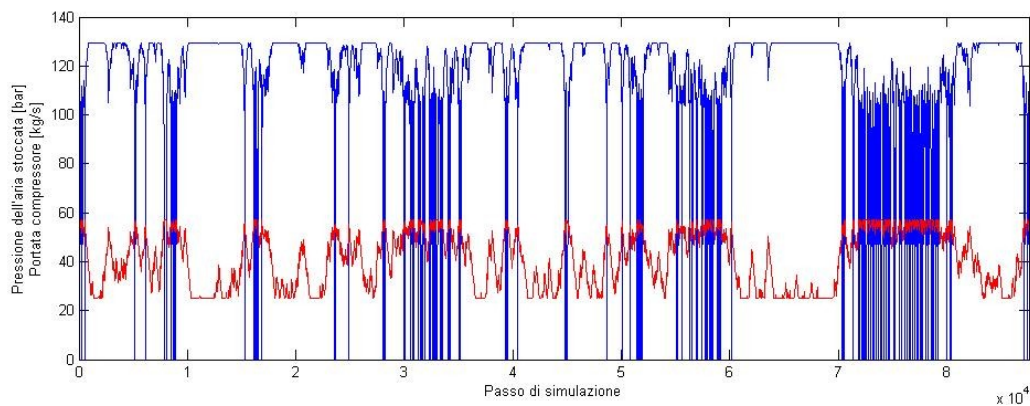


Figura 103 Portata elaborata dal compressore in funzione della pressione dell'aria stoccata

Tra i parametri termodinamici caratterizzanti il serbatoio è significativo riportare l'andamento della massa di aria stoccata. All'istante iniziale le tonnellate di aria presenti sono 18550 mentre alla fine dell'anno la massa d'aria immagazzinata è equivalente a 16440 tonnellate. Nella figura sottostante si riporta l'andamento della suddetta massa (linea blu) e della pressione esercitata dalla stessa (linea rossa).

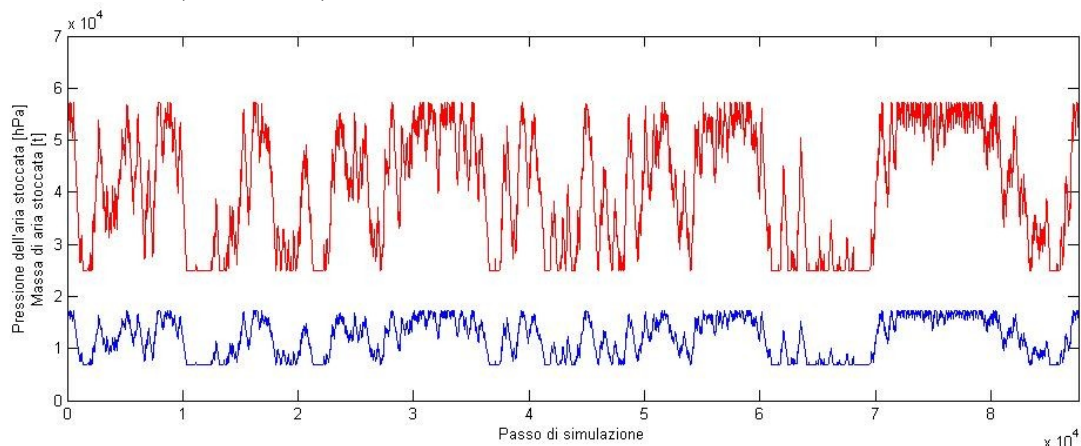


Figura 73 Massa di aria stoccata e relativa pressione

La tabella sottostante descrive i principali parametri nominali dell'impianto.

Potenza nominale compressori	MW	87.5
Portata nominale compressore	kg/s	120
Ore funzionamento compressore	ore/anno	4458
Potenza nominale turbina	MW	128
Portata nominale turbina	kg/s	140
Ore funzionamento turbina	ore/anno	5343
Massima pressione di esercizio	bar	60.8
Minima pressione di esercizio	bar	24.9
Portata gas naturale nominale	kg/s	4.5
LHV gas naturale	kJ/kg	45000

Portata annua di combustibile	mil m ³	7.04
Energia complessiva prodotta	TWh	647
Energia complessiva consumata	TWh	499
Rendimento semplice di ciclo	-	0.39

13.1 Introduzione

Da una parte l'analisi economica assicura un alto indice di affidabilità, visto che il calcolo dei costi e ricavi derivanti dalla simulazione annua è basata su prezzi dell'energia accurati, dall'altro però è fortemente sensibile ad alcuni parametri economici quali il costo d'investimento, il tasso di attualizzazione e, per quanto riguarda il secondo scenario di simulazione, i costi e ricavi derivanti dalla produzione teorica annua del parco eolico preso in considerazione.

Da queste considerazioni si capisce l'importanza di condurre un'analisi di sensibilità proprio su questi parametri fissi che influenzano notevolmente il risultato dell'analisi economica. L'analisi di sensibilità è presentata successivamente alla principale analisi economica condotta.

Quest'ultima consiste nel calcolo dei principali indici finanziari al fine di definire la fattibilità economica e la redditività degli impianti CAES all'interno degli scenari di simulazione scelti. Tali indici sono il valore attuale netto VAN, il tempo di recupero dell'investimento N e l'indice di profitto IP. Essi sono definiti come:

- VAN: è una metodologia tramite cui si definisce il valore attuale di una serie attesa di flussi di cassa non solo sommandoli contabilmente ma attualizzandoli sulla base del tasso di attualizzazione. Quest'ultimo dipende da svariati fattori oggettivi quali il livello di tassazione degli interessi, il fattore di rischio, ecc., ma in sintesi il tasso di attualizzazione rappresenta il costo opportunità, ovvero riflette gli impieghi alternativi del capitale che un'azienda avrebbe e, di conseguenza, il rendimento minimo che un progetto deve generare affinché possa creare valore per gli investitori. Definendo il VAN tramite una formula generale:

$$VAN = \sum_{i=0}^N \frac{F_i}{(1+r)^i}$$

Dove F_i è il flusso di cassa nell'anno i -esimo mentre r rappresenta il tasso di attualizzazione.

- N: sono il numero di anni necessari per recuperare il costo d'investimento. In questo caso il tempo di recupero fa riferimento a flussi di cassa attualizzati e non immutati nel tempo. Secondo una formula generale:

$$N \text{ tale che : } \sum_{i=0}^N \frac{F_i}{(1+r)^i} = 0$$

- IP: dati il VAN, valutato alla fine della vita utile dell'investimento, e I_0 , l'investimento complessivo attualizzato all'anno zero, l'indice di profitto è definito come:

$$IP = \frac{VAN}{I_0}$$

13.2 Le ipotesi dell'analisi

I parametri economico-finanziari comuni ad entrambi gli scenari di simulazione sono i seguenti:

- Tasso di attualizzazione = 6%;
- Costo del gas naturale = 0.34 €/m³;
- Variazione annua prezzo del gas naturale = +0.7%/anno;
- Variazione annua prezzo dell'energia elettrica = +2.2%/anno;
- Costo d'investimento CAES, comprensivo di caverna e tutta l'impiantistica e apparecchiatura necessaria = 0.625 mil€/MW;
- Costo O&M CAES annui = 0.009 mil€/MW/anno;
- Vita utile dell'investimento CAES = 30 anni.

I costi e ricavi operativi sono stati calcolati tramite il software *Simulink* e sono riferiti al primo anno di vita dell'impianto.

13.3 Analisi del primo scenario di simulazione

Con le ipotesi fatte la simulazione dà i seguenti costi e ricavi operativi.

ANNO	Costo Investimento CAES [€]	Costo energia [€]	Costo gas [€]	Tot. costi operativi [€]	Ricavi operativi [€]	Reddito operativo [€]
0	-181.250.000					
1		34.390.762	2.574.306	36.965.068	42.248.905	5.283.837
2		35.147.359	2.592.326	37.739.685	43.178.381	5.438.696
3		35.920.600	2.610.473	38.531.073	44.128.306	5.597.232
4		36.710.854	2.628.746	39.339.600	45.099.128	5.759.529
5		37.518.492	2.647.147	40.165.640	46.091.309	5.925.669
6		38.343.899	2.665.677	41.009.577	47.105.318	6.095.741
7		39.187.465	2.684.337	41.871.802	48.141.635	6.269.833
8		40.049.589	2.703.127	42.752.717	49.200.751	6.448.034
9		40.930.680	2.722.049	43.652.730	50.283.167	6.630.438
10		41.831.155	2.741.104	44.572.259	51.389.397	6.817.138
11		42.751.441	2.760.291	45.511.732	52.519.964	7.008.232
12		43.691.972	2.779.613	46.471.586	53.675.403	7.203.817
13		44.653.196	2.799.071	47.452.266	54.856.262	7.403.996
14		45.635.566	2.818.664	48.454.230	56.063.100	7.608.869
15		46.639.548	2.838.395	49.477.943	57.296.488	7.818.545
16		47.665.619	2.858.264	50.523.882	58.557.011	8.033.128
17		48.714.262	2.878.271	51.592.534	59.845.265	8.252.731
18		49.785.976	2.898.419	52.684.395	61.161.861	8.477.465
19		50.881.267	2.918.708	53.799.976	62.507.422	8.707.446
20		52.000.655	2.939.139	54.939.795	63.882.585	8.942.790
21		53.144.670	2.959.713	56.104.383	65.288.002	9.183.619
22		54.313.852	2.980.431	57.294.284	66.724.338	9.430.054
23		55.508.757	3.001.294	58.510.051	68.192.273	9.682.222
24		56.729.950	3.022.303	59.752.253	69.692.503	9.940.250
25		57.978.009	3.043.459	61.021.468	71.225.738	10.204.270
26		59.253.525	3.064.764	62.318.289	72.792.705	10.474.416

27		60.557.102	3.086.217	63.643.319	74.394.144	10.750.825
28		61.889.359	3.107.820	64.997.179	76.030.815	11.033.636
29		63.250.925	3.129.575	66.380.500	77.703.493	11.322.993
30		64.642.445	3.151.482	67.793.927	79.412.970	11.619.043

Attualizzando il risultato sulla base di un tasso di attualizzazione del 6% la gestione dell'impianto CAES al trentesimo anno di vita utile non riesce a ripagare il costo iniziale dell'investimento. Sebbene le ipotesi siano conservative e volte alla massimizzazione del profitto, le passività valutate alla fine della vita utile dell'impianto sono troppo onerose per rischiare l'investimento.

ANNO	Reddito operativo	Reddito operativo attualizzato	VAN
	[€]	[€]	[€]
0			-181.250.000
1	5.283.837	4.984.752	-176.265.248
2	5.438.696	4.840.420	-171.424.828
3	5.597.232	4.699.544	-166.725.283
4	5.759.529	4.562.086	-162.163.197
5	5.925.669	4.428.005	-157.735.192
6	6.095.741	4.297.257	-153.437.935
7	6.269.833	4.169.797	-149.268.138
8	6.448.034	4.045.576	-145.222.562
9	6.630.438	3.924.546	-141.298.016
10	6.817.138	3.806.654	-137.491.361
11	7.008.232	3.691.849	-133.799.512
12	7.203.817	3.580.077	-130.219.436
13	7.403.996	3.471.282	-126.748.154
14	7.608.869	3.365.410	-123.382.743
15	7.818.545	3.262.405	-120.120.338
16	8.033.128	3.162.211	-116.958.127
17	8.252.731	3.064.771	-113.893.356
18	8.477.465	2.970.027	-110.923.329
19	8.707.446	2.877.924	-108.045.404
20	8.942.790	2.788.404	-105.257.000
21	9.183.619	2.701.411	-102.555.589
22	9.430.054	2.616.888	-99.938.701
23	9.682.222	2.534.779	-97.403.922
24	9.940.250	2.455.029	-94.948.893
25	10.204.270	2.377.581	-92.571.312
26	10.474.416	2.302.382	-90.268.931
27	10.750.825	2.229.376	-88.039.554
28	11.033.636	2.158.512	-85.881.042
29	11.322.993	2.089.735	-83.791.308
30	11.619.043	2.022.993	-81.768.315

Visti i risultati, il calcolo degli altri indici economici viene evitato.

13.4 Analisi del secondo scenario di simulazione

Il secondo scenario è caratterizzato da un minor costo iniziale di investimento, che influenza notevolmente i risultati dell'analisi.

Altro parametro che è stato inserito all'interno dei ricavi operativi annui è l'incentivo economico derivante dal sostegno del sistema di accumulo offerto al parco eolico. Attualmente un servizio ancillare del genere non trova un ritorno economico all'interno del mercato elettrico e quindi la propria caratterizzazione è molto difficile ed aleatoria. Facendo riferimento al mercato di sbilanciamento per la fonte eolica, gli oneri o i premi derivanti dalla gestione di una o più turbine eoliche, sono calcolati tramite una predizione della generazione eolica condotta da Terna e dal GSE nel MGP. Questi dati vengono confrontati con la misura diretta il giorno successivo e tramite un apposito algoritmo di calcolo viene valutato l'onere o il premio imponibile. Attualmente, in Italia un valore medio di tale onere è di 7.7 c€ per ogni MWh di sbilanciamento.

Per tale trattazione, l'unico dato di predizione è la generazione teorica valutata tramite l'analisi statistica di Weibull. Quindi alla generazione teorica si dovrebbe sommare l'energia fornita dall'impianto CAES in tutte quelle situazioni di carenza di generazione eolica o di convenienza di prezzo orario dell'energia. Da queste considerazioni si ipotizza un ricavo annuo di 49,800 euro circa. Quest'ultimi sono sicuramente trascurabili rispetto ai ricavi operativi ma sono stati comunque sommati nella voce apposita.

ANNO	Costo Investimento CAES [€]	Costo energia [€]	Costo gas [€]	Tot. costi operativi [€]	Ricavi operativi [€]	Reddito operativo [€]
0	-80.000.000					
1		32.734.163	2.391.782	36.277.946	42.396.922	6.618.976
2		33.454.315	2.408.525	37.014.840	43.329.654	6.804.814
3		34.190.310	2.425.384	37.767.694	44.282.906	6.995.412
4		34.942.497	2.442.362	38.536.859	45.257.130	7.190.867
5		35.711.232	2.459.459	39.322.690	46.252.787	7.391.281
6		36.496.879	2.476.675	40.125.554	47.270.348	7.596.755
7		37.299.810	2.494.012	40.945.822	48.310.296	7.807.396
8		38.120.406	2.511.470	41.783.875	49.373.123	8.023.310
9		38.959.055	2.529.050	42.640.105	50.459.331	8.244.608
10		39.816.154	2.546.753	43.514.907	51.569.437	8.471.403
11		40.692.109	2.564.581	44.408.690	52.703.964	8.703.811
12		41.587.336	2.582.533	45.321.868	53.863.451	8.941.949
13		42.502.257	2.600.610	46.254.868	55.048.447	9.185.938
14		43.437.307	2.618.815	47.208.121	56.259.513	9.435.903
15		44.392.928	2.637.146	48.182.074	57.497.222	9.691.969
16		45.369.572	2.655.606	49.177.178	58.762.161	9.954.268
17		46.367.703	2.674.196	50.193.898	60.054.929	10.222.930
18		47.387.792	2.692.915	51.232.707	61.376.137	10.498.091
19		48.430.323	2.711.765	52.294.089	62.726.412	10.779.891
20		49.495.791	2.730.748	53.378.538	64.106.393	11.068.471
21		50.584.698	2.749.863	54.486.561	65.516.734	11.363.977
22		51.697.561	2.769.112	55.618.673	66.958.102	11.339.429
23		52.834.908	2.788.496	56.775.403	68.431.180	11.655.777
24		53.997.276	2.808.015	57.957.291	69.936.666	11.979.376
25		55.185.216	2.827.671	59.164.887	71.475.273	12.310.386
26		56.399.290	2.847.465	60.398.755	73.047.729	12.648.974
27		57.640.075	2.867.397	61.659.472	74.654.779	12.995.307
28		58.908.156	2.887.469	62.947.626	76.297.184	13.349.559
29		60.204.136	2.907.681	64.263.817	77.975.722	13.711.905

Attualizzando il risultato sulla base di un tasso del 6% si ottiene un buon ritorno economico dell'investimento.

ANNO	Reddito operativo [€]	Reddito operativo attualizzato [€]	VAN [€]
0			-80.000.000
1	6.168.976	5.819.789	-74.180.211
2	6.363.814	5.663.772	-68.516.439
3	6.563.232	5.510.616	-63.005.823
4	6.767.331	5.360.360	-57.645.463
5	6.976.215	5.213.034	-52.432.429
6	7.189.991	5.068.660	-47.363.769
7	7.408.767	4.927.253	-42.436.517
8	7.632.653	4.788.821	-37.647.695
9	7.861.765	4.653.366	-32.994.329
10	8.096.217	4.520.885	-28.473.444
11	8.336.128	4.391.368	-24.082.076
12	8.581.620	4.264.802	-19.817.274
13	8.832.816	4.141.169	-15.676.105
14	9.089.843	4.020.446	-11.655.659
15	9.352.831	3.902.609	-7.753.049
16	9.621.911	3.787.630	-3.965.420
17	9.897.221	3.675.476	-289.944
18	10.178.896	3.566.113	3.276.169
19	10.467.080	3.459.506	6.735.675
20	10.761.917	3.355.617	10.091.292
21	11.063.554	3.254.404	13.345.696
22	11.339.429	3.146.749	16.492.445
23	11.655.777	3.051.450	19.543.896
24	11.979.376	2.958.649	22.502.544
25	12.310.386	2.868.303	25.370.847
26	12.648.974	2.780.371	28.151.219
27	12.995.307	2.694.810	30.846.029
28	13.349.559	2.611.576	33.457.605
29	13.711.905	2.530.624	35.988.229
30	14.082.526	2.451.910	38.440.140

In questo caso il tempo di ritorno dell'investimento è previsto tra il quindicesimo e sedicesimo anno. L'indice di profitto è del 54% circa.

Viene proposto anche il calcolo del VAN per il parco eolico. Quest'ultimo è caratterizzato dalle seguenti ipotesi economico-finanziarie:

- Tasso di attualizzazione = 6%;
- Costo di investimento per la turbina VESTAS = 1.3 m€/MW;
- Costi di pre-licenze e design = 0.06 m€/MW;
- Regolazioni e licenza = 0.045 m€/MW;
- O&M fissi = 40 €/kW/a;

- O&M variabili = 0.01 €/kWh/a;
- Vita utile dell'impianto = 20 anni;
- Tariffa incentivante = 64.1 €/MWh.

La tariffa incentivante è data da un contributo fisso a seconda della taglia del parco eolico, come indicato da certificato pari a 127 €/MWh, più eventuali premi, supposti nulli, meno il prezzo zonale dell'energia. In questo caso si è considerato il prezzo medio dell'energia annuo pari a 62.9 €/MWh. L'incentivo è basato sulla produzione teorica dell'energia calcolata tramite l'analisi di Weibull. Gli incentivi sono supposti durare per 15 anni e sono caratterizzati da una riduzione del 2% annuo. Per rimanere in ipotesi conservative si è supposto di mantenere costanti i costi operativi della gestione del parco per tutto l'arco della vita utile dell'impianto mentre i ricavi operativi sono caratterizzati da una riduzione del 3% annuo.

ANNO	Costo investimento Wind Farm [€]	Costi operativi [€]	Ricavi energia [€]	Ricavi incentivi [€]	Reddito operativo attualizzato [€]	VAN [€]
0	-252.900.000					-252.900.000
1		13.320.300	30.264.607	31.384.898	45.593.590	-207.306.410
2		13.320.300	29.356.668	30.757.200	41.646.110	-165.660.301
3		13.320.300	28.475.968	30.142.056	38.032.843	-127.627.458
4		13.320.300	27.621.689	29.539.215	34.725.865	-92.901.592
5		13.320.300	26.793.039	28.948.431	31.699.566	-61.202.027
6		13.320.300	25.989.247	28.369.462	28.930.460	-32.271.567
7		13.320.300	25.209.570	27.802.073	26.397.010	-5.874.557
8		13.320.300	24.453.283	27.246.032	24.079.469	18.204.912
9		13.320.300	23.719.684	26.701.111	21.959.726	40.164.638
10		13.320.300	23.008.094	26.167.089	20.021.179	60.185.817
11		13.320.300	22.317.851	25.643.747	18.248.604	78.434.421
12		13.320.300	21.648.316	25.130.872	16.628.042	95.062.463
13		13.320.300	20.998.866	24.628.255	15.146.698	110.209.161
14		13.320.300	20.368.900	24.135.690	13.792.841	124.002.003
15		13.320.300	19.757.833	23.652.976	12.555.718	136.557.721
16		13.320.300	19.165.098	23.179.916	11.425.471	147.983.191
17		13.320.300	18.590.145	-	1.957.033	149.940.224
18		13.320.300	18.032.441	-	1.650.869	151.591.094
19		13.320.300	17.491.468	-	1.378.625	152.969.719
20		13.320.300	16.966.724	-	1.136.972	154.106.691
21		13.320.300	16.457.722	-	922.890	155.029.581

Visto l'elevata generazione teorica di energia annua l'investimento risulta alettante. Il tempo di recupero è fra il settimo e l'ottavo anno mentre l'indice di profitto è del 60% circa.

13.5 Analisi di sensibilità

Come detto in precedenza viene proposta un'analisi di sensibilità che vuole evidenziare la variazione del VAN dell'impianto CAES valutato al trentesimo anno. L'analisi si concentra sui parametri economico-finanziari costanti che hanno un'influenza notevole sui risultati economici.

Primo scenario di simulazione

Il VAN al trentesimo anno è negativo e risulta pari a 81.8 milioni di euro circa. I parametri che vengono fatti variare sono il costo dell'investimento CAES, il tasso di attualizzazione ed il reddito operativo relativo al primo anno della gestione CAES. I dati in tabella sono espressi in Euro. La prima tabella illustra la variazione del VAN con il tasso di attualizzazione considerato e con il reddito operativo riferito al primo anno di analisi.

Tasso att.	Reddito operativo 1° anno					
	-20%	-10%	0%	10%	20%	30%
5%	-69.140.802	-68.637.579	-68.134.357	-67.631.134	-67.127.912	-66.624.689
6%	-82.765.265	-82.266.790	-81.768.315	-81.269.839	-80.771.364	-80.272.889
7%	-94.084.394	-93.590.578	-93.096.761	-92.602.944	-92.109.128	-91.615.311
8%	-103.552.100	-103.062.856	-102.573.612	-102.084.368	-101.595.124	-101.105.879

La seconda tabella descrive il valore del VAN dell'investimento al trentesimo anno in funzione del tasso di attualizzazione e del costo d'investimento al MW dell'impianto CAES.

[m€/MW]	Costo capitale CAES	tasso attualizzazione			
		5%	6%	7%	8%
0,438	-30%	-13.759.357	-27.393.315	-38.721.761	-48.198.612
0,469	-25%	-22.821.857	-36.455.815	-47.784.261	-57.261.112
0,500	-20%	-31.884.357	-45.518.315	-56.846.761	-66.323.612
0,563	-10%	-50.154.357	-63.788.315	-75.116.761	-84.593.612
0,625	0%	-68.134.357	-81.768.315	-93.096.761	-102.573.612
0,688	10%	-86.404.357	-100.038.315	-111.366.761	-120.843.612
0,750	20%	-104.384.357	-118.018.315	-129.346.761	-138.823.612

Nell'ultima tabella proposta viene fatto variare il reddito operativo relativo al primo anno di analisi ed il costo d'investimento dell'impianto.

		Reddito operativo 1°anno				
[m€/MW]	Costo capitale CAES	-20,00%	-10,00%	0,00%	10,00%	20,00%
0,438	-30%	-28.390.265	-27.891.790	-27.393.315	-26.894.839	-26.396.364
0,469	-25%	-37.452.765	-36.954.290	-36.455.815	-35.957.339	-35.458.864
0,500	-20%	-46.515.265	-46.016.790	-45.518.315	-45.019.839	-44.521.364
0,563	-10%	-64.785.265	-64.286.790	-63.788.315	-63.289.839	-62.791.364
0,625	0%	-82.765.265	-82.266.790	-81.768.315	-81.269.839	-80.771.364
0,688	10%	-101.035.265	-100.536.790	-100.038.315	-99.539.839	-99.041.364
0,750	20%	-119.015.265	-118.516.790	-118.018.315	-117.519.839	-117.021.364

Si evince come, sebbene le variazioni dei parametri economico-finanziari siano anche nell'ordine del 30%, il costo capitale dell'impianto CAES è troppo proibitivo per un investimento attuabile in questo senso. Sebbene la strategia del *peak shaving strategy* è volta alla massimizzazione dei profitti e permetta di ottenere un profitto tra l'80% e l'87% del profitto massimo ottenibile con una strategia di ottimizzazione, la relativa taglia dell'impianto ed il costo della tecnologia non sono ancora competitivi per una sviluppo del sistema di accumulo in analisi secondo la modalità di gestione scelte.

Secondo scenario di simulazione

Nel secondo scenario di simulazione, dove l'impianto CAES appoggia il parco eolico, il VAN valutato al trentesimo anno è pienamente soddisfacente e può presupporre di poter rischiare l'investimento. Viene comunque presentata un'analisi di sensibilità sui parametri che presentano maggior criticità per la redditività dell'impianto, costo di investimento per MW di output e tasso di attualizzazione.

		tasso att.			
Costo investimento CAES		5%	6%	7%	8%
-20%		70.790.953	54.440.140	40.862.342	29.510.713
-10%		62.726.953	46.376.140	32.798.342	21.446.713
0%		54.790.953	38.440.140	24.862.342	13.510.713
10%		46.726.953	30.376.140	16.798.342	5.446.713
20%		38.790.953	22.440.140	8.862.342	-2.489.287

L'investimento risulta appetibile anche in condizioni largamente conservative.

14.1 Le conclusioni delle simulazioni

Le simulazioni hanno evidenziato come la maggior criticità riguardanti le performance operative dell'impianto siano dipendenti dalla particolare tecnica di gestione dell'impianto e dal mantenimento di condizioni operative ottimali. Questo si traduce nell'avere, per la maggior parte del tempo, una pressione soddisfacente dell'aria stoccata in maniera tale da garantire l'esercizio dell'impianto quando richiesto e, conseguentemente, assicurare un soddisfacente ritorno economico.

L'impianto risulta altamente flessibile soprattutto quando confrontato con altri impianti termici convenzionali e la possibilità di gestire le fasi di compressione ed espansione in maniera differita nel tempo lo rendono competitivo all'interno del mercato elettrico italiano.

L'analisi economica ha comunque evidenziato come il costo d'investimento sia ancora non competitivo. L'analisi ha inoltre messo in luce come la taglia dell'impianto possa influenzare notevolmente la redditività dell'impianto: sebbene i guadagni possano essere notevoli, grandi taglie, sopra i 200 MW, si traducono in investimenti importanti che presentano un difficile ritorno economico. Taglie più contenute, sotto i 150 MW, presentano un rischio minore ed una maggiore attrazione verso l'investimento.

Il collegamento diretto del sistema di accumulo CAES ad impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili altamente intermittenti come la fonte eolica non può avvenire in maniera significativa e duratura. La variabilità della fonte eolica, soprattutto in Paesi caratterizzati da una limitata intensità ventosa, è troppo marcata per una valorizzazione considerevole del sistema integrato. Una fonte rinnovabile come il fotovoltaico con una maggiore predicibilità può consentire una gestione migliore. In questo ultimo caso la taglia dell'impianto deve essere notevolmente ridotta ma, d'altra parte, questo si traduce in un sostegno limitato nel tempo.

Attualmente, all'interno del panorama italiano, il sistema di accumulo ad aria compressa è di difficile attuazione visto i costi ancora non competitivi. Una gestione del sistema basata solo sulla variabilità dei prezzi orari dell'energia è fattibile ma altamente rischiosa, visto anche il contesto economico nel quale i prezzi dell'energia ci si aspetta debbano subire rapide variazioni anche per effetto dell'introduzione delle fonti rinnovabili. Un appoggio a quest'ultime è attuabile ma con pesanti difficoltà tecniche per un sostegno significativo. In questo caso l'incentivazione dei sistemi di accumulo ha bisogno di un supporto economico notevole per una significativa penetrazione all'interno del mercato elettrico.

BIBLIOGRAFIA

1. CAVALLINI, MATTAROLO, *Termodinamica applicata*, Cleup editore.
2. BONACINA, CAVALLINI, MATTAROLO, *Trasmissione del calore*, Cleup editore.
3. LAZZARETTO, *Appunti delle lezioni di Sistemi Energetici 2011-2012*.
4. ROSSETTO, *Appunti delle lezioni di Trasmissione del calore*, 2011-2012.
5. LORENZONI, *Appunti delle lezioni di Economia dell'energia*, 2013-2014.
6. BETTIN, *Analisi dimensionale ed economica di un sistema di accumulo di energia mediante aria compressa*, tesi di laurea, Università degli studi di Padova 2005-2006.
7. LEAHY, *Wind energy*, appunti dei corsi offerti alla UCC 2012-2013.
8. EGAN, *Renewable energy*, appunti dei corsi offerti alla UCC 2012-2013.
9. VESTAS WIND SYSTEM A/S, *V90-3.0MW An efficient way to more power*.
10. VESTAS WIND SYSTEM A/S, *Class 1, Item no. 950010.R1, 2004-03-02 General Specification V90 – 3.0 MW*.
11. LAZZARETTO, RECH, *Introduzione ottimizzazione di sistemi energetici*.
12. LAZZARETTO, RECH, *Esempio di ottimizzazione macro-sistemi*.
13. ELMEGAARD, BRIX, *Efficiency of Compressed air energy storage*.
14. ZSCHOCKE, *Compressed Air Energy Storage - one promising technology in the future energy storage business*.
15. CROTOGINO, *Huntorf CAES: More than 20 Years of Successful Operation*.
16. PADDU, *Dinamica e controllo dei sistemi energetici*, Università degli studi di Cagliari 2012.
17. CONTE, *Sistemi avanzati di accumulo di energia*, Enea 2012.
18. E.P.R.I, *Electricity Energy Storage Technology Options - A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits*, U.S. Department of Energy.
19. E.P.R.I, *Handbook of Energy Storage for Transmission & Distribution Applications*, U.S. Department of Energy.
20. HANLEY, PEEK, BOYES, *Solar energy grid integration systems – Energy Storage*, U.S. Department of Energy.
21. RONCHETTI, *Ricerca di sistema elettrico – Risultati del terzo anno di attività*, Enea.
22. NAKHAMKIN, CHIRUBOLU, PATEL, BYRD, *Second Generation of CAES Technology- Performance, Operations, Economics, Renewable Load Management, Green Energy, Power-Gen*.
23. E.A.S.E, E.E.R.A, *European energy storage technology development roadmap towards 2030*.
24. EurObserver, *Il barometro dell'energia eolica*, 2012.
25. SANDIA NATIONAL LABORATORIES, *Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA*, 2013.
26. E.P.R.I, *Energy storage system costs 2011 Update*, 2012.
27. BOLUND, BERNHOFF, LEIJON, *Flywheel energy and power storage systems*, 2005.
28. ZECCHINI, *Batterie a volano a levitazione magnetica*, tesi di laurea, Università degli studi di Padova, 2012.
29. CINGANO, *Il supercondensatore: caratteristiche e prospettive*, tesi di laurea, Università degli studi di Padova, 2011.
30. RUGGERI, ADAMI, *Lo sviluppo dell'energia idroelettrica in Italia*, 2011.
31. G.S.E, *Rapporto statistico idroelettrico*, 2009.
32. RISSO, *Gli impianti idroelettrici di pompaggio: nuovi protagonisti sulla scena del mercato elettrico*, REPower, 2009.
33. R.S.E, *L'accumulo di energia elettrica*, il Melograno editore, 2011.
34. CERAVOLO, DI PIETRA, IANNUCCI, MARGIOTTA, PANNICELLI, PUGLISI, *Strumento per l'analisi di reti energetiche complesse in contesti civili*, Enea.

35. CASTELLI, *Sistemi di accumulo dell'energia da fonti rinnovabili: tipologie, metodi di gestione e applicazini*, tesi di laurea, Politecnico di Milano 2009-2010.
36. SUCCAR, WILLIAMS, *CAES: Theory, Resources and application for wind power*, Princeton University 2008.
37. *Matlab-Simulink per la realizzazione di un simulatore di rete energetica distribuita*, Enea.
38. LUO, WANG, *Overview of current development on CAES*, 2013.
39. Van der LINDEN, *Wind power: Integrating wind turbine generators with energy storage*.
40. SBORDONE, MARTIRANO, FALVO, *Sviluppo e implementazione di moduli in ambiente Matlab-Simulink per la realizzazione di un simulatore di rete energetica distribuita*, Enea.

Alcuni diagrammi in Simulink

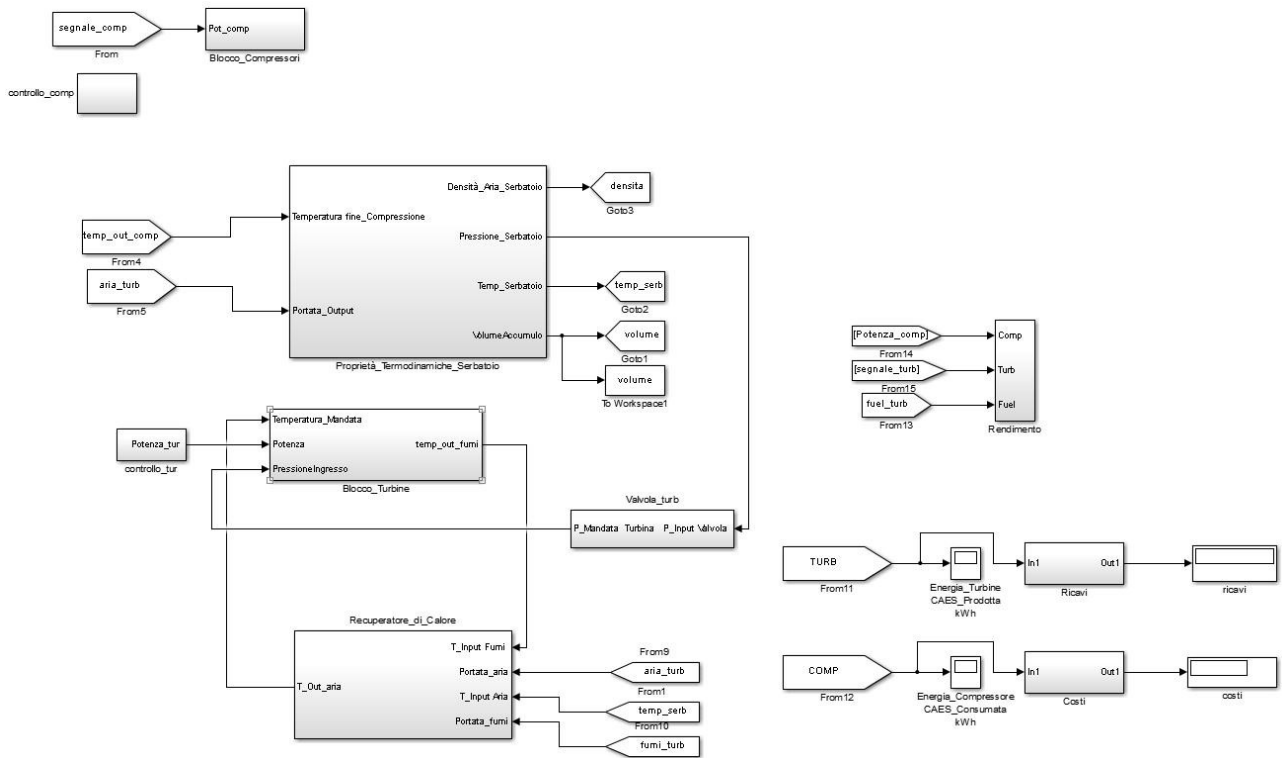


Figura 74 Particolare della modellazione dell'impianto complessivo

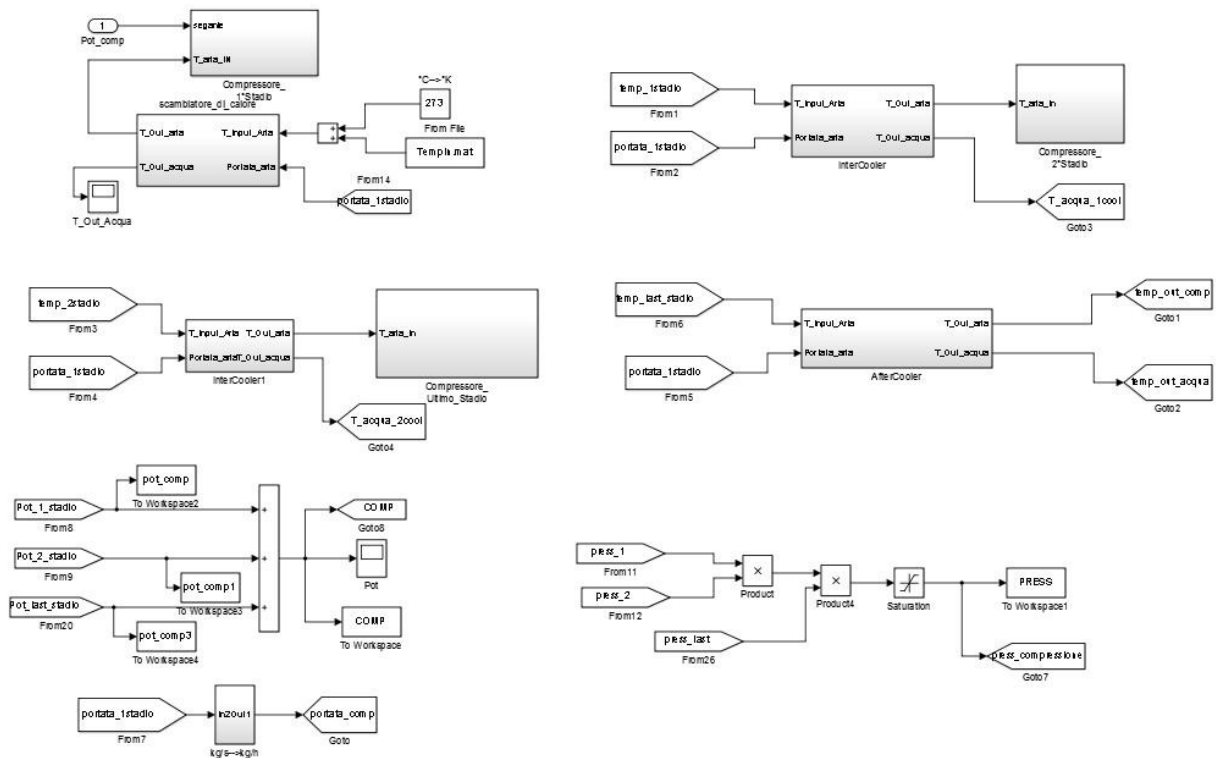


Figura 75 Particolare della modellazione del blocco compressore

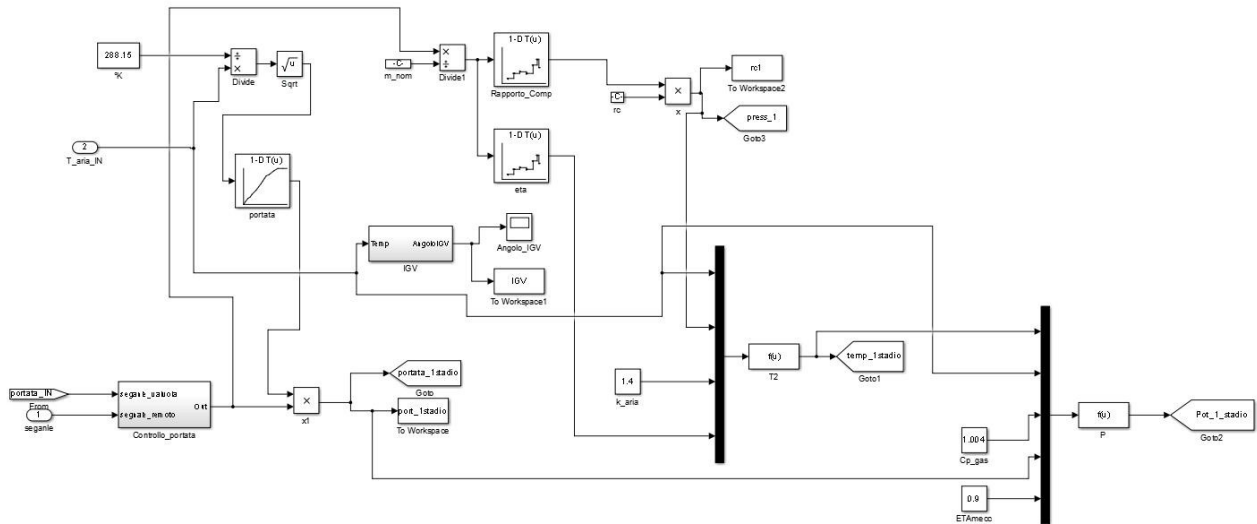


Figura 76 Particolare della modellazione del compressore assiale

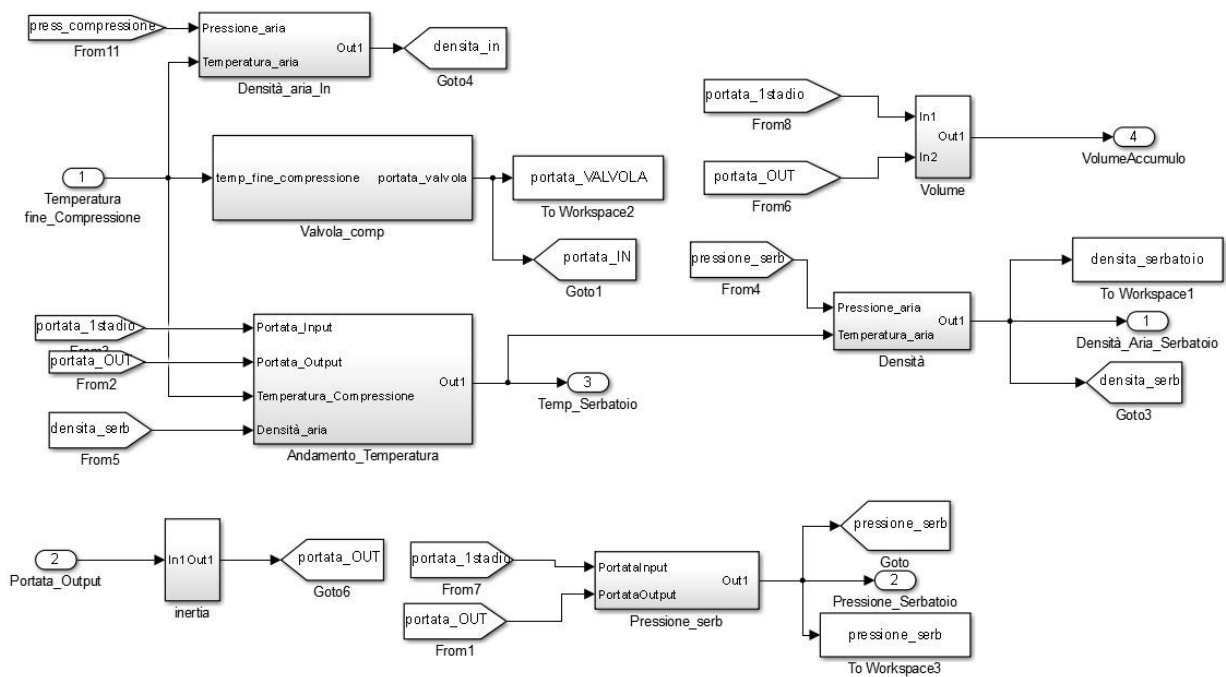


Figura 77 Particolare della modellazione del serbatoio

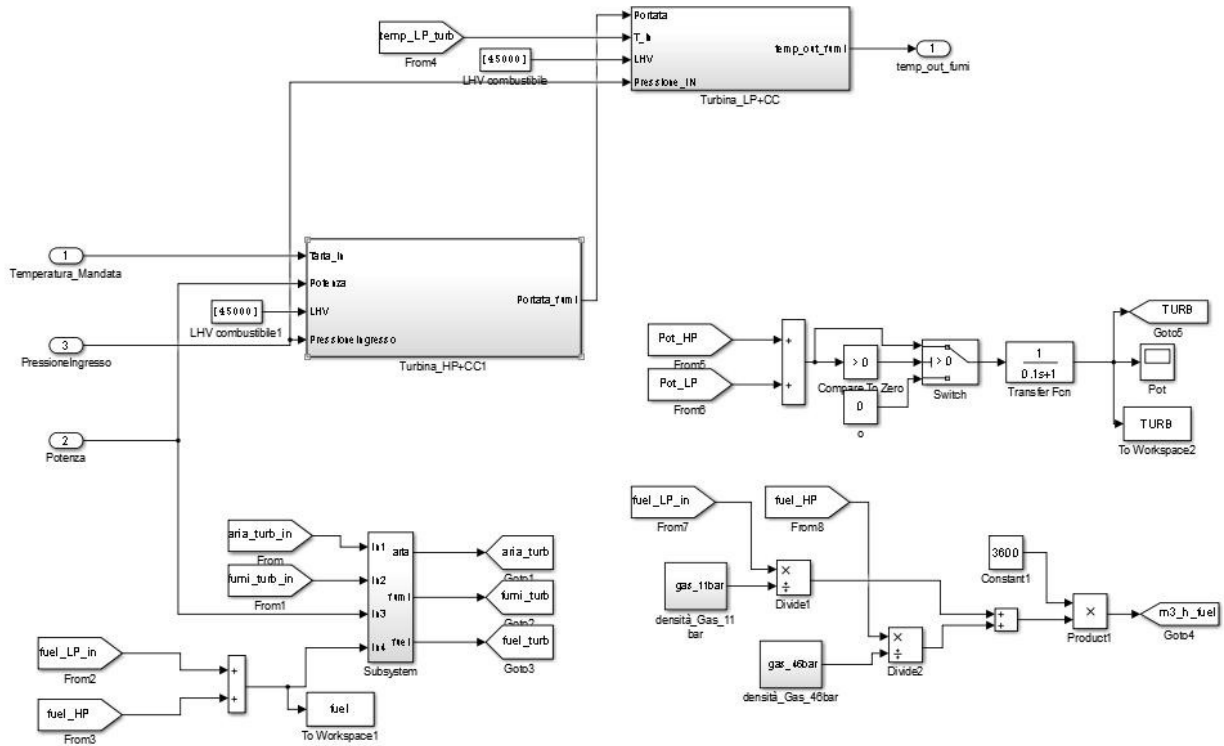


Figura 78 Particolare della modellazione del blocco espansore

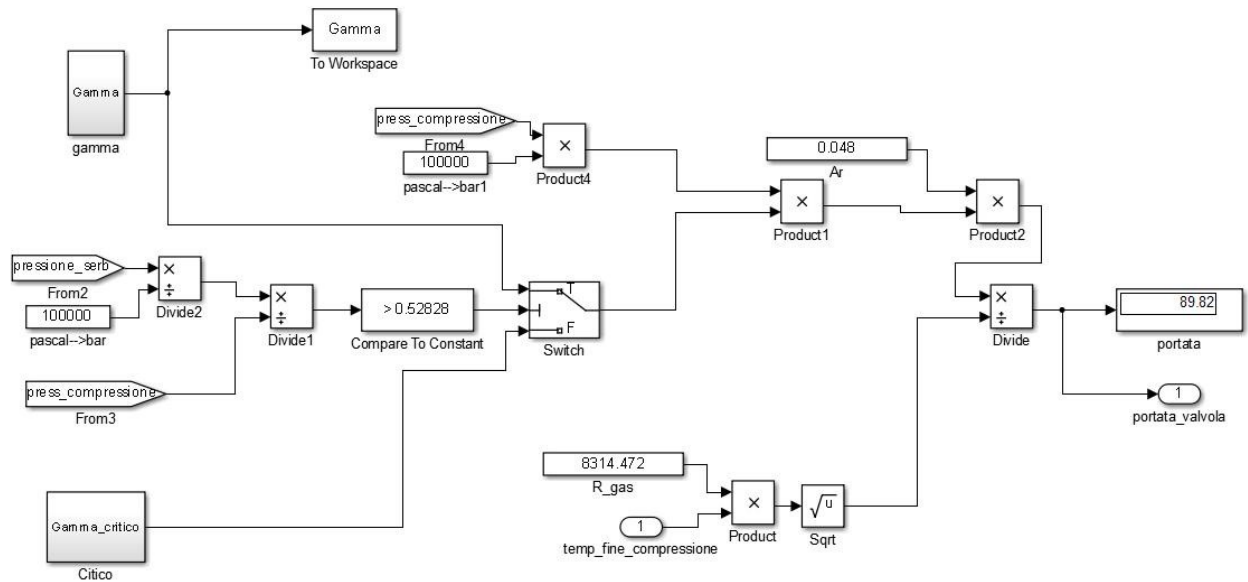


Figura 79 Particolare della modellazione della valvola a monte del serbatoio

Dedico tutto questo lavoro a mia mamma. Per sempre nel mio cuore e nei miei pensieri.