

UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA



DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE
CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA
ELETTRICA

TESI DI LAUREA MAGISTRALE IN
INGEGNERIA ELETTRICA

IL SISTEMA DI ACCUMULO FUNIVIARIO

Inserimento nel panorama tecnico-normativo italiano

RELATORE: Prof. Arturo Lorenzoni FIRMA:

LAUREANDO: Davide Rizzi

Indice

SOMMARIO	2
INTRODUZIONE	4
INQUADRAMENTO STORICO	6
SISTEMI DI ACCUMULO DISTRIBUITI	8
Funzioni svolte	9
Benefici finanziari	11
Tecnologie di accumulo attualmente disponibili sul mercato	12
Energy chace	14
IL PROGETTO ITALIANO DI ACCUMULO FUNIVIARIO	16
Descrizione del sistema di accumulo funiviario	18
Confronto con altre tecnologie di accumulo	21
Progettazione preliminare dell'impianto	23
Dimensionamento del singolo carico	23
Dimensionamento della potenza nominale	24
Dimensionamento del magazzino e dell'energia nominale	25
Dimensionamento preliminare dell'impianto	26
Conclusioni	28
RISORSE PER IL DISPACCIAMENTO.....	30
Risorse per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione	31
Risorse per la riserva	31
Risorse per la riserva primaria di potenza	32
Risorse per la riserva secondaria di potenza	32
Risorse per la riserva terziaria di potenza	33
Risorse per il bilanciamento	34
Riserva reattiva per la regolazione di tensione	35
Riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione	38
Riserva reattiva per la regolazione secondaria di tensione	38
Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico	38
ACCESSO ALLA GENERAZIONE E ALLE RISORSE PER IL DISPACCIAMENTO	40
Accesso alla generazione	42
Requisiti tecnici delle risorse per il dispacciamento	44
Risorse per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione	44
Risorse per la riserva primaria di potenza	45
Risorse per la riserva secondaria di potenza	47
Risorse per la riserva terziaria di potenza	48
Risorse per il bilanciamento	50
Riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione	51
Riserva reattiva per la regolazione secondaria di tensione	53
Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico	54
INSERIMENTO NEL PANORAMA NORMATIVO ITALIANO DEL SISTEMA DI ACCUMULO FUNIVIARIO.....	56
Conclusioni	59

CONSEGUENZE DERIVANTI DALL'ACCUMULO DISTRIBUITO DI ENERGIA	60
Benefici derivanti dall'accumulo distribuito	60
Impatto sul mercato dell'accumulo distribuito	66
Introduzione alla simulazione	66
Formulazione del problema.....	68
Sistema analizzato	69
Risultati della simulazione	70
CONCLUSIONI	82
BIBLIOGRAFIA	84

Sommario

L'evoluzione dell'uomo, delle tecnologie e della società hanno portato alla necessità di dover scindere temporalmente la produzione di energia elettrica dal suo consumo. I molteplici incentivi statali verso gli investimenti nelle energie rinnovabili erogati negli ultimi anni, considerati i limiti naturali di generazione che caratterizzano questa tecnologia, ne hanno fortemente accentuato il bisogno. Questo problema è stato affrontato valutando un innovativo sistema di accumulo dell'energia basato sulla tecnologia, affermata e ben conosciuta, delle funivie. Il punto di forza di tale sistema è la sua versatilità e facilità di installazione, sarà infatti sufficiente un dislivello per poter accumulare energia con rendimenti pari, se non migliori, degli attuali accumulatori in commercio. È stato quindi valutato un possibile inserimento di tale tecnologia all'interno dell'attuale panorama normativo italiano, come dispositivo di accumulo e risorsa nel dispacciamento dell'energia. Verranno infine analizzate le conseguenze derivanti da un suo possibile inserimento distribuito all'interno della rete nazionale e gli effetti che esso causerebbe sull'economia del mercato.

Introduzione

In un futuro prossimo, riuscire a ottimizzare l'utilizzo dell'energia prodotta sarà di fondamentale importanza. L'aumento dell'inquinamento terrestre, la diminuzione degli spazi verdi e l'aumento della popolazione globale sono evoluzioni inevitabili. Aumentare il rendimento del sistema energetico globale diventerà quindi, sempre di più, oggetto di ricerca. È proprio questa la motivazione che ha portato allo studio in oggetto nel presente documento. Accumulare è il primo passo per evitare sprechi di energia e risorse.

Lo scopo di quest'analisi è stato quello di valutare un possibile inserimento del progetto di accumulo funiviario, oggetto di ricerca all'interno dell'università di Padova, nel panorama normativo italiano come fonte di accumulo e risorsa per il dispacciamento dell'energia elettrica. Verrà inoltre analizzato l'impatto, derivante dall'installazione di accumulatori funiviari distribuiti sul territorio nazionale, nella produzione e nel mercato elettrico.

L'analisi dalle normative vigenti in materia di accesso alla generazione e dei vincoli tecnico-legislativi richiesti nell'accesso alle risorse per il dispacciamento sono stati di fondamentale importanza per arrivare a una conclusione. Tramite simulazioni effettuate da altri istituti di ricerca è stato inoltre possibile valutare gli effetti di una possibile installazione su larga scala.

I contenuti nei vari capitoli possono essere brevemente riassunti come segue:

- Sistemi di accumulo distribuiti: vengono citate e analizzate le attuali tecnologie in materia di accumulo dell'energia elettrica e delle loro applicazioni pratiche.
- Il progetto italiano di accumulo funiviario: in questo capitolo si analizza il progetto italiano di accumulo funiviario e un suo dimensionamento preliminare.
- Risorse per il dispacciamento: vengono analizzati i servizi ancillari richiesti dal gestore di rete ai produttori di energia elettrica ai fini della corretta gestione della rete nazionale.
- Accesso alla generazione e alle risorse per il dispacciamento: si riportano i vincoli tecnico-normativi richiesti ad un impianto di produzione ai fini del suo inserimento nella generazione di energia e nelle risorse per il dispacciamento sul territorio italiano.
- Inserimento nel panorama normativo italiano del progetto di accumulo funiviario: si confrontano i vincoli imposti dalla normativa vigente con quelli di realizzazione dell'impianto di accumulo funiviario.
- Conseguenze derivanti dell'accumulo distribuito di energia: si valutano le conseguenze derivanti dall'installazione in larga scala degli impianti di accumulo sulla produzione di energia e sul mercato elettrico.
- Conclusioni: si analizzano i risultati emersi dallo studio.

Inquadramento storico

In Italia la legge n. 481 del 14 novembre 1995 ha istituito l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas fissandone come obiettivi fondamentali la promozione dell'efficienza e della concorrenza nel settore. L'autorità attua infatti un'attività di regolazione che definisce in maniera trasparente, per i servizi regolati, i criteri e le condizioni tecnico-economiche di accesso e interconnessione con le reti, tali da garantire la fruizione non discriminatoria delle infrastrutture da parte di tutti gli utenti.

Ai dettami della legge n. 481/95, nel corso del 1999, si sono aggiunte le disposizioni del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (c.d. Decreto Bersani), in attuazione alla Direttiva europea 96/92/CE, che, nell'ambito della liberalizzazione del settore elettrico, hanno assegnato all'Autorità un ruolo centrale, affidandole sia la regolazione del sistema tariffario, che la regolazione della qualità e della continuità del servizio. Con le prime delibere adottate, in particolare le delibere n. 13/1999, n. 204/1999 e n. 205/1999, l'Autorità ha determinato l'inizio nella regolazione del sistema tariffario, la quale ha portato a una maggiore aderenza delle tariffe ai costi di produzione e di erogazione dei servizi, spingendo le imprese al recupero di efficienza. In questa fase, per la prima volta nel settore, sono state disciplinate le condizioni del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica, stabilendo, inoltre, le regole tecniche ed economiche di accesso al servizio di trasporto per i clienti idonei. In particolare, con la delibera n. 205/99, l'Autorità ha definito la regolazione dei prezzi di cessione dell'energia elettrica dai produttori ai distributori e ha stabilito il corrispettivo per il trasporto sulla rete di trasmissione nazionale e sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica acquistata dalle imprese distributrici per la fornitura dei clienti nel mercato vincolato. Tale disciplina, fin da subito si è proposta, da un lato ad assicurare condizioni non discriminatorie per l'accesso alle reti da parte degli utenti; dall'altro, di incentivare gli esercenti delle reti a gestire e sviluppare le stesse in condizioni di efficienza ed economicità. La riforma tariffaria del 1999 ha introdotto così un sistema ispirato all'aderenza delle tariffe ai costi, al fine di promuoverne l'efficienza. In particolare, è stata introdotta l'applicazione del price cap per l'aggiornamento annuale delle tariffe, introducendo così un incentivo trasparente e predeterminato al recupero di efficienza da parte dei gestori del servizio. La terza fase, iniziata con l'entrata in vigore nel 2002 del Testo Integrato (approvato con delibera del 10 ottobre 2001, n. 228), rappresenta in realtà il punto di partenza vero e proprio nella definizione del sistema regolatorio ancora oggi applicato. Tale documento contiene le disposizioni economiche per l'erogazione dei servizi di trasmissione, di distribuzione (dal periodo successivo) e di misura dell'energia elettrica. Il Testo integrato ha abrogato così la disciplina del vettoriamento, sostituita da quelle di trasmissione, della distribuzione e della misura di energia elettrica sia per i clienti del mercato libero che per quelli del mercato vincolato.

Il decreto Bersani, attuando la Direttiva 96/92/CE, ha disposto, secondo il modello dell'Independent System Operator (ISO), la separazione tra l'attività di gestione della rete di trasmissione nazionale, affidata a un soggetto pubblico controllato dal Ministero dell'economia e delle finanze, e le attività connesse con la proprietà delle infrastrutture di rete, rimaste in capo agli operatori. Tale modello ha mostrato inefficienza e difficoltà di coordinamento tra il gestore della rete e i proprietari della medesima, inducendo nel 2004 il Governo a proporre la riunificazione di proprietà e gestione. Tale riassetto è stato poi effettivamente introdotto dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290, e dal successivo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004, ed è divenuto operativo nel novembre del 2005 con la nascita di Terna – Rete elettrica nazionale Spa. Il nuovo dettato normativo ha quindi avviato il processo di unificazione della rete di trasmissione nazionale. Negli anni successivi, mentre Terna acquisiva la proprietà delle reti di trasmissione di Enel (con l'ultima grande operazione di acquisto da terzi), la stessa Enel riduceva la sua partecipazione in Terna; allo stato attuale, una quota pari al 29,85% delle azioni della società è di proprietà della società Cassa depositi e prestiti Spa, mentre Enel non detiene più azioni. Oggi Terna è proprietaria di oltre il 98% della rete di trasmissione nazionale, ovvero circa 60.000 km di linee e possiede 431 stazioni di trasformazione e smistamento. Le rimanenti infrastrutture sono di proprietà di alcune imprese municipalizzate e di alcuni produttori di energia elettrica.

Per quel che concerne la distribuzione, il decreto Bersani ha previsto il rilascio di una sola concessione di distribuzione per ambito comunale e ha attribuito alle società partecipate dagli enti

locali la facoltà di chiedere all'ex monopolista Enel la cessione dei rami d'azienda operanti l'attività nel territorio comunale.

Sistemi di accumulo distribuiti

Con le rinnovabili non programmabili sempre più protagoniste, il tema dell'accumulo è ormai al centro dei dibattiti sul futuro del mondo elettrico. Gli accumulatori diventano sempre più importanti per garantire la sicurezza e l'efficienza del sistema e suscitano interesse anche da parte dei piccoli produttori di eolico e fotovoltaico.

L'esigenza di disaccoppiare in qualche misura la produzione di energia dal suo consumo c'è sempre stata ma è molto aumentata con l'immissione in rete di grandi quantità di energia da fonti rinnovabili non programmabili. Oggi abbiamo una potenza installata tra eolico e fotovoltaico sufficiente a pareggiare, grosso modo, la domanda nei momenti di basso carico. Inoltre si possono avere situazioni, anche a livello regionale, in cui la quantità di macchinari rotanti in funzione è piuttosto limitata e dunque c'è una carenza di capacità regolante (parte dei servizi ancillari) su diverse scale temporali: dalle frazioni di secondo alle decine di minuti o ore. In questi momenti vi è la necessità di fare aggiustamenti nella produzione in funzione dell'andamento della domanda e anche della produzione stessa, dato che ad esempio il fotovoltaico cessa di produrre abbastanza bruscamente al tramonto. L'esigenza di accumulare l'energia sarà dunque sempre maggiore quanto più aumenterà la produzione delle rinnovabili non programmabili.

In Italia, la tecnologia storicamente affermata per accumulare energia elettrica è quella delle centrali idroelettriche di pompaggio. Il loro utilizzo però, nonostante il boom delle rinnovabili non programmabili, è crollato negli ultimi anni. In realtà questi impianti funzionano ancora al servizio del sistema elettrico, ma in maniera diversa, offrono infatti servizi nella regolazione primaria e secondaria, muovono poca energia ma danno prestazioni importanti, ad esempio agendo sui picchi di potenza. Questi impianti si trovano per la maggior parte sull'arco alpino, mentre gran parte della produzione da rinnovabili non programmabili è al centro-sud, il loro utilizzo è dunque ulteriormente inibito da vincoli geografici di rete. Ci sono infine considerazioni commerciali: un produttore che gestisca sia impianti di pompaggio che centrali con ciclo combinato a gas, può nella sua economia interna trovare più conveniente bruciare un po' di gas piuttosto che usare l'acqua e perdere così l'occasione di utilizzarla in momenti più remunerativi. Vi è quindi l'esigenza di tecnologie alternative per l'accumulo energetico in quanto non ha senso sprecare ciò che non si può più recuperare, ad esempio, tenendo fermo un impianto eolico in momenti di troppa produzione.

In un'ottica futura di smart grid, dove il ruolo nella generazione distribuita derivante da fonti rinnovabili svolge una componente fondamentale, riuscire ad immagazzinare energia in maniera efficace, efficiente ed economica diventa un obiettivo fondamentale da raggiungere. Questo passo in avanti ridurrà drasticamente il costo dell'energia elettrica e i sistemi di accumulo potranno quindi guidare cambiamenti rivoluzionari nella struttura e nella gestione della rete nazionale. I problemi derivanti dai picchi di consumo potrebbero essere ridotti, la stabilità elettrica aumentata e i disturbi che influenzano la power quality eliminati.

Funzioni svolte

Le funzioni svolte dagli accumulatori di energia elettrica nelle moderne reti di trasmissioni e distribuzione dell'energia elettrica possono essere molteplici, le principali vengono riassunte nei punti seguenti:

- Livellamento del carico: l'azione di livellamento del carico ristruttura una data domanda di potenza, si agisce tagliando i picchi a cui andrò a sopperire erogando l'energia immagazzinata dagli accumulatori durante i periodi di off-peak. Grazie a questa procedura avrò bisogno di una potenza istantanea disponibile minore rispetto a quella nominale installata, data dalla somma tra la potenza disponibile e quella accumulata. Per impieghi futuri accumulare energia diventa di fondamentale importanza al fine di evitare i costosi investimenti nella generazione, necessari per sopperire ai picchi di richiesta. Essa verrà infatti fornita dall'energia accumulata durante le ore di minor carico aumentando così i rendimenti del sistema.
- Riserva di energia: l'ammontare della capacità generata può essere usata per produrre potenza attiva, non ancora generata dalle centrali, in un determinato periodo di tempo. Tipicamente l'energia immagazzinata è pronta per essere dispacciata in tempi trascurabili, a differenza della messa in moto di ulteriori centrali di produzione in caso di necessità. Questa caratteristica intrinseca la rende perfetta per eventuali urgenze di richiesta energetica della rete, aumentandone quindi la stabilità.
- Regolazione della tensione: l'energia immagazzinata può essere usata per mantenere la tensione del sistema di distribuzione all'interno di un range accettabile. Questo implica un bilanciamento tra la potenza reale e quella reattiva prodotta dai generatori. In particolari condizioni gli accumulatori possono anche erogare solamente energia reattiva e in tempi trascurabili. Questa loro caratteristica li rende perfetti per agire con prontezza nel servizio di regolazione della tensione di rete.
- Regolazione di frequenza: l'energia immagazzinata può essere usata per ridurre lo sbilanciamento nel sistema di distribuzione. Gli accumulatori sono anche in grado di erogare unicamente potenza attiva, questa sommata a quella disponibile nel sistema, consente il conguaglio del consumo con la produzione di energia elettrica permettendo al sistema di mantenere la frequenza all'interno dei limiti prestabiliti.
- Stabilità della rete: i sistemi di accumulo possono iniettare o assorbire potenza reale in tempi trascurabili per ridurre qualsiasi oscillazione di potenza dovuta a variazioni rapide degli eventi. Nessun altro dispositivo di produzione dell'energia è in grado di farlo in tempi così brevi se non con una preventiva programmazione degli eventi.
- Aumento della Power Quality: la qualità della potenza è principalmente legata ai cambiamenti in ampiezza e forma di tensione e corrente. Questo si manifesta in differenti problemi incluse armoniche, fattore di potenza, transitori e fenomeni flicker. L'accumulo distribuito può facilmente mitigare questi problemi grazie all'utilizzo di inverter per interfacciarsi alla rete. I dispositivi elettronici che interfacciano gli accumulatori alla rete possono facilmente adattarsi a tutte le esigenze di potenza, ampiezza e fase richiesti per contrastare i disturbi del sistema.
- Interruzioni nella fornitura: il numero di interruzioni che l'utente finale subisce potrebbe diminuire drasticamente con l'intervento, in casi di emergenza, dell'energia immagazzinata dagli accumulatori. Questo incrementerebbe la qualità nella fornitura di energia, in un mondo che diventa sempre più esigente. Con le moderne e future apparecchiature elettroniche vi sarà sempre di più la necessità di una continuità nel servizio che può essere facilmente ottenuta grazie agli accumulatori.
- Bilanciamento del carico: in combinazione con un inverter a quattro fili oppure iniettando/assorbendo la potenza individualmente in ogni filo si può agire bilanciando il carico. Il corretto bilanciamento è fondamentale per riuscire ad erogare energia con caratteristiche che rispettino i limiti contrattuali di fornitura.

I servizi offerti dagli accumulatori sono fondamentali per la corretta gestione della rete e lo diventeranno sempre di più in futuro con l'evoluzione del sistema e delle esigenze dell'utente finale. L'interesse nella corretta gestione della rete è in continua crescita, in relazione non soltanto alla semplice proliferazione dei disturbi e del mancato rispetto dei vincoli tecnici garantiti nel singolo

sistema elettrico, ma soprattutto alle conseguenze di carattere tecnico-economiche che un incremento nel livello dei disturbi e dei malfunzionamenti può comportare.

In un quadro con una continua evoluzione delle interconnessioni nei sistemi elettrici e di deregolamentazione dei mercati dell'energia elettrica, risulta di fondamentale importanza non solo individuare la presenza, ma anche la fonte dei disturbi, ovvero, le responsabilità per eventuali fini legali. Gli accumulatori potrebbero quindi contribuire alla riduzione di tutte le problematiche connesse ai disturbi della rete.

Benefici finanziari

I benefici finanziari derivanti dall'accumulo energetico nelle moderne reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica sono molteplici. Alcuni di questi, i più intuitivi, vengono brevemente descritti di seguito:

- Riduzione dei costi di arbitraggio dell'energia: l'arbitraggio dell'energia consiste nel procurarsi energia economica durante i periodi di bassa domanda per caricare gli accumulatori. La stessa potrà poi essere utilizzata o venduta quando il prezzo è aumentato, riducendo così il potere di vendita nei picchi di massima richiesta.
- Incremento della capacità centrale di generazione: per le aree dove la fornitura di energia ha capacità ridotta, gli accumulatori possono essere utilizzati per aumentare tale limite e quindi ottenere l'energia a prezzi più bassi. Questa verrà accumulata nei momenti in cui vi è bassa richiesta e parteciperà poi nei picchi come valore aggiunto alla potenza massima erogabile dal sistema, aumentandone la portata e evitando così costosi interventi atti a incrementare la capacità di generazione totale.
- Riduzione delle congestioni: le congestioni sulla rete di trasmissione possono essere ridotte o annullate usando dispositivi di accumulo decentralizzati. Un'area in cui è presente un'elevata domanda di fornitura ma non presenta centrali in loco deve essere rifornita da reti di trasmissione dell'energia. Talvolta queste non hanno una portata tale da trasportare tutta l'energia richiesta. La presenza di accumulatori in loco permette di aumentare la potenza erogabile senza costose opere strutturali di ampliamento delle linee. I dispositivi di accumulo possono quindi essere utilizzati per incrementare la capacità totale di trasferimento dell'energia e inoltre, in contemporanea, per stabilizzarne i livelli di tensione.
- Riduzione della domanda nelle ore di picco: gli accumulatori possono essere usati per ridurre la domanda degli utenti finali durante i periodi di picco energetico. Essi possono infatti accumulare in proprio energia, per poi utilizzarla quando necessario. La riduzione della domanda nei periodi di picco ha un effetto benefico diretto sui costi di gestione della rete.
- Riduzione delle perdite finanziarie: gli accumulatori possono ridurre le perdite finanziarie associate all'energia elettrica e in particolare quelle derivanti dalla trasmissione di energia. Questo beneficio è specifico per l'utente finale ed emerge in particolare quando si parla di utenze dove le potenze in gioco e quindi indirettamente le perdite assumono entità rilevanti. Diminuendo o annullando i costi per le perdite derivanti dalla trasmissione dell'energia, l'utente finale avrà una sensibile riduzione dei propri costi di consumo.
- Riduzione dei costi per la qualità della potenza: gli accumulatori possono ridurre le perdite finanziarie derivanti dalle anomalie nell'ampiezza e nella forma di tensione e corrente. Queste causano distacchi del carico, danni alle apparecchiature elettriche e il mancato rispetto dei vincoli contrattuali di fornitura. L'utilizzatore finale si risarcisce delle anomalie presso l'ente fornitore, il quale, per far fronte a tale eventualità, aumenta le proprie tariffe. Tutto questo potrebbe essere limitato o annullato grazie all'utilizzo dei dispositivi di accumulo.
- Incremento dei benefici delle fonti rinnovabili: gli accumulatori possono essere utilizzati per traslare temporalmente l'energia generata dalle fonti rinnovabili. L'energia verrà immagazzinata quando la domanda e il prezzo della potenza sono bassi per poi essere utilizzata successivamente, quando la domanda è elevata e la produzione bassa. Una corretta gestione temporale nell'accumulo energetico ha come diretta conseguenza benefici finanziari evidenti.

Le conseguenze finanziarie derivanti dall'utilizzo dei dispositivi di accumulo sono tangibili e destinate ad incrementare con il tempo. Queste assumono un'importanza fondamentale per giustificare l'installazione dei dispositivi di accumulo, che nella maggior parte dei casi hanno bisogno di ingenti investimenti iniziali.

L'aumento nella necessità di accumulare energia e il conseguente aumento dei flussi finanziari derivanti dall'utilizzo di accumulatori, in un futuro prossimo, permetteranno il rientro economico dell'investimento in tempi modesti, favorendone così lo sviluppo.

Tecnologie di accumulo attualmente disponibili sul mercato

Attualmente sono disponibili tipologie e tecnologie diverse di accumulatori. L'idea di base è sempre quella di convertire l'energia elettrica in meccanica, chimica o termica che, a differenza della precedente, riesce ad essere immagazzinata. Ognuna di queste tecnologie avrà quindi prestazioni e rendimenti differenti.

Vengono elencate di seguito alcune delle principali e più note tipologie di accumulatori:

- Centrali di pompaggio: rappresentano la più vecchia e applicata tecnologia commercialmente disponibile. Le centrali di pompaggio tradizionali consistono in due grandi bacini collocati a livelli geologici differenti. Durante le ore notturne l'acqua viene pompata dal livello inferiore a quello superiore, dove viene immagazzinata con un costo tra i minimi giornalieri. Per generare energia elettrica l'acqua immagazzinata verrà poi rilasciata verso il livello inferiore passando attraverso turbine idrauliche atte a generare l'energia elettrica che verrà poi venduta o riutilizzata durante i picchi della richiesta, quando il valore economico dell'energia è tra i massimi giornalieri. Il limite evidente di questa tecnologia sono i siti d'installazione, scarsamente disponibili e geograficamente limitati. Le opere di realizzazione richiedono inoltre ingenti investimenti economici.
- Accumulatori in aria compressa: durante le ore fuori picco la potenza viene utilizzata per pressurizzare aria in una riserva sotterranea che verrà poi rilasciata nelle ore di picco attraverso un generatore per la produzione di energia. Anche se attualmente l'utilizzo commerciale è limitato a sistemi in larga scala, l'utilizzo su scala minore attraverso l'accumulo in cilindri sotto pressione è in fase di sviluppo ma sembrerebbe già una buona soluzione per i processi del futuro.
- Cella combustibile: è un dispositivo elettrochimico che permette di ottenere energia direttamente dalle sostanze chimiche, tipicamente idrogeno e ossigeno, senza che avvenga alcun processo di combustione termica. L'efficienza o il rendimento delle pile a combustibile può essere molto alta, alcuni fenomeni però, come la catalisi e la resistenza interna, pongono dei limiti pratici alla loro efficienza. Un ulteriore vincolo al loro utilizzo sono i problemi connessi all'uso di idrogeno come combustibile. La sua scarsità energetica su base volumetrica richiede per lo stoccaggio cilindri in pressione, stoccaggio criogenico a 20 kelvin oppure metodologie di confinamento tramite spugne a idruri metallici che non sono così semplici da ottenere.
- Batterie comuni: esistono diverse tecnologie per accumulare energia all'interno di batterie. Inizialmente queste erano costituite da acidi, furono poi rapidamente sostituite da batterie al Solfato di Sodio (NaS) e agli ioni di Litio. Queste tipologie sono comunque composte da celle elettrochimiche, ossia due elettrodi separati da un elettrolita indipendentemente dal composto chimico utilizzato. Durante la scarica gli ioni dell'anodo vengono rilasciati in una soluzione e depositano ossido sul catodo, questo processo è però reversibile, affrontandolo quindi in senso contrario si carica la batteria. Questa tecnologia può coprire un grande numero di applicazioni industriali nella generazione, trasmissione e nel settore dell'energia. Le batterie sono la migliore alternativa al giorno d'oggi per immagazzinare energia.
- Superconduttori magnetici: è una delle tecnologie emergenti, il sistema immagazzina energia in un campo magnetico creato da un flusso diretto di corrente in una bobina, in materiale superconduttore, raffreddata criogenicamente. A causa della loro costituzione hanno elevati costi operativi, sono però adatti a fornire una costante e profonda scarica. La velocità di risposta è il punto di forza di questa tecnologia che diventa quindi l'ideale per la regolazione della stabilità di rete. La sua caratteristica viene generalmente usata per contemplare la stabilità in un sistema di distribuzione e la Power Quality nei sistemi che richiedono una potenza ultra pulita come, ad esempio, la fabbricazione di chip elettronici.
- Flywheel: l'energia viene immagazzinata attraverso un rotore che, nella fase iniziale, viene accelerato fino ad un'elevata velocità, la quale verrà poi mantenuta grazie alla sua massa inerziale. Solitamente vengono utilizzati materiali composti in grado di diminuire il peso del rotore e permettere, di conseguenza, velocità maggiori. Il flywheel rilascerà poi l'energia immagazzinata attraverso il processo inverso. Usando il motore come generatore, l'energia verrà rilasciata fino a quando il rotore non sarà completamente scarico e smetterà quindi di ruotare. Sebbene la maggior parte di questa tecnologia è stata sviluppata nel settore

dell'automobile e dell'industria aerospaziale, recentemente ha avuto anche un discreto successo nei sistemi di potenza. Il sistema di accumulo flywheel è compatto e ha minori costi di mantenimento rispetto le batterie classiche, per questo si sta provando ad approfondire questa tecnologia che potrebbe rivelarsi una buona soluzione per la Power Quality e l'affidabilità del mercato.

- Super capacitors: i super capacitori hanno sia le caratteristiche dei condensatori che quelle delle batterie elettrochimiche anche se, al loro interno, non vi è una vera e propria reazione chimica favorendo così un sostanziale incremento del numero di cicli possibili. L'energia nei supercapacitors viene immagazzinata sotto forma di un campo elettrico tra due elettrodi. L'energia/volume ottenuti sono superiori a quelli di una normale capacità, con un costo molto elevato ma tempo di scarica migliore dovuto alla lenta rimozione degli ioni nell'elettrolita. I super capacitors generalmente hanno una lunga durata e sono molto efficienti.
- Accumulatori termici di energia: essi rappresentano una nuova tecnologia nell'ambito dell'accumulo energetico. Sono dispositivi in grado di immagazzinare l'energia termica in eccesso prodotta da un generatore per poi restituirla all'utenza in qualsiasi momento venga richiesta. Esistono anche come variante gli accumulatori ad idrogeno, questi però sono ancora in fase di sviluppo. L'idrogeno viene scelto in quanto può essere immagazzinato in forma gassosa, liquida, di anidride metallica o a base di carbonio. La potenza in questo caso verrà rilasciata in un secondo momento attraverso reazioni chimiche all'interno di una cella combustibile.

Energy chace

Il problema mondiale dell'accumulo energetico è stato affrontato anche dal Massachusetts Institute of Technology nel 2009 quando Fyke, ingegnere meccanico, ha iniziato ad indagare per trovarvi una soluzione che sia efficace, efficiente e per quanto possibile economica. La rete di trasmissione e distribuzione utilizza continuamente piccoli dispositivi di accumulo e in tempo reale ha bisogno di bilanciare domanda e generazione di potenza, questo la rende particolarmente inefficiente e instabile. In più, con l'immissione di energia derivante da fonte solare ed eolica, generate solo in determinati momenti della giornata, c'è bisogno di poter accumulare molta più energia per ottimizzarne il consumo e evitare inutili sprechi. La tecnologia attualmente più conosciuta e largamente impiegata nell'accumulo è quella delle centrali di pompaggio, le quali però possono essere costruite solo in zone con caratteristiche vincolanti e non frequenti da trovare. Questa è un enorme restrizione che va sommata al fatto che la loro posizione sarà quindi vincolata da esigenze geografiche e non di gestione della rete.

L'idea di Fyke, sulla quale ha lavorato con l'aiuto del finanziatore e inventore Bill Gross, viene modellata sul concetto di fondo delle centrali di pompaggio. Si utilizzeranno però motori al posto delle pompe e materiali solidi al posto dell'acqua in modo eliminare tutti i vincoli imposti dal sistema precedente, basterà infatti un dislivello per poter l'accumulare energia. Il risultato è un semplice sistema di accumulo chiamato Energy Cache's primo nel suo genere. Un sistema di contenitori collegati a una funivia raccoglie ghiaia dalla stazione di valle per poi scaricarla in quella a monte utilizzando l'energia sottratta dalla rete. Il processo è però reversibile, portando infatti la ghiaia dalla stazione di monte in quella a valle viene generata energia. I benefici derivanti da questo sistema, secondo Fyke, rimangono invariati sia muovendo un liquido che un solido e il tutto rimane incredibilmente economico. Visti i vincoli ridotti, questo sistema può essere installato in molti più siti rispetto alle centrali di pompaggio e permette futuri ampliamenti senza onerosi interventi. L'energy cache adotta lo stesso sistema degli impianti di risalita delle stazioni sciistiche, questa è una tecnologia ben affermata quindi i costi previsti sono del 40% in meno rispetto all'installazione di una centrale di pompaggio con uguale potenza. Questa tecnologia inoltre, secondo Fyke, può generare un reddito maggiore rispetto alle centrali di pompaggio in quanto il sistema motorizzato può rispondere immediatamente alle variazioni dei comandi e le linee possono essere mosse più o meno veloce quando necessario. Si può osservare anche che il peso trasportato può essere regolato a seconda delle esigenze dei consumatori. Nel suo stadio primario l'energy cache è stato costruito come prototipo avente potenza nominale di 50kW in Irwindale, California. Il team, composto da meno di 10 addetti, ha trovato i fondi necessari alla realizzazione da società quali Claremont Creek Ventures, Idealab e da Bill Gates. Il passo successivo sarà quindi quello di creare un progetto su larga scala, si prevede di potenza compresa tra 500kW e 1MW, dimensionato per le linee commerciali. Fyke stima che una linea sarà probabilmente di potenza pari a 1MW anche se la compagnia non ha ancora deciso l'esatta potenza. Una volta costruita tale linea di prova, la compagnia si occuperà di reperire i finanziamenti necessari per avere il primo progetto commerciale.

Con l'energy cache i produttori di potenza e servizi saranno gli utenti finali anche se gli operatori di sistema rimarranno comunque gli arbitri nel mercato delle vendite di energia. L'efficienza del sistema su larga scala deve però essere ancora testata e tutti gli attriti non necessari eliminati. I sistemi con molte parti in movimento tendono a perdere efficienza proporzionalmente ai componenti in gioco. Rimane quindi ancora da testare il comportamento del rendimento per grandi impianti (1MW).



Figura 1: prototipo energy cache. [24]

Il progetto italiano di accumulo funiviario

L'attuale panorama energetico italiano e mondiale è in continua evoluzione. Vi è sempre di più l'esigenza, anche in Italia, di immagazzinare energia e di farlo con un sistema economico e in grado di garantire l'elevato numero di cicli giornalieri di carica e scarica richiesti. In questo capitolo andremo quindi ad analizzare un sistema innovativo per l'accumulo di energia basato sull'utilizzo di impianti funicolari dedicati. Si sottolinea che gli impianti in analisi saranno dedicati esclusivamente al trasporto di materiale e non a quello promiscuo di materiale/persone. Ci sarebbe la possibilità tecnologica di adattare gli impianti esistenti, atti al trasporto di persone, allo scopo finale di immagazzinare energia, in realtà questo non viene preso in considerazione. Le motivazioni che ci portano ad analizzare unicamente impianti dedicati sono molteplici:

- Gli impianti funicolari in Europa e più in generale nel mondo, sono stati già sviluppati per sopperire a diversi servizi tra cui principalmente la movimentazione di persone nel settore turistico. Le caratteristiche di queste funivie sono ben diverse da quelle necessarie alla movimentazione di carichi ai fini di accumulo energetico;
- L'utilizzo contemporaneo di impianti atti al trasporto di persone e all'accumulo di energia può essere critico. In particolare nei periodi di alta stagione come in inverno o in piena estate, la disponibilità delle risorse dal punto di vista del gestore di rete può essere limitata. Impianti promiscui avranno una variabilità di consumo/accumulo scarsamente prevedibile e fortemente dipendente dalle stagioni e dalle condizioni atmosferiche. Questa variabilità rappresenta un grande vincolo per il servizio di accumulo richiesto dalla rete.
- Le soluzioni tecniche da adottare nel caso del trasporto di persone in materia di sicurezza porterebbero i costi di realizzazione dell'impianto a valori eccessivi, tanto da limitare l'interesse nello sviluppo di questa tecnologia. Il trasporto in via esclusiva di materiale permette di trascurare tutti gli interventi per la messa in sicurezza dell'impianto che verrà limitata alle stazioni di monte e valle dove sarà presente il personale addetto.
- L'adattamento degli abitacoli atti al trasporto delle persone sarebbe molto costoso. L'arredamento interno delle cabine che rende confortevole e gradevole il trasporto di persone incide enormemente sui costi di costruzione. Limitandosi al trasporto di materiale la struttura può essere più semplice ed economica.
- Una funivia dedicata viene progettata in modo da sopportare masse di trasporto sensibilmente maggiori rispetto a quelle dedicate al trasporto nel settore turistico. Adattando impianti esistenti ci sarebbe quindi la necessità di disporre e/o sostituire i componenti meccanici esistenti in modo da sopportare masse maggiori. Questa tipologia di interventi inciderebbe sui costi tanto da non giustificare l'operazione.
- Normalmente gli impianti funicolari a scopo turistico vengono costruiti in luoghi affascinanti e di interesse comunitario. L'installazione dei magazzini di monte e valle di tale funivia causerebbe un impatto ambientale inaccettabile. Vice versa i luoghi dove saranno installati impianti atti all'accumulo energetico non saranno esteticamente idonei al settore turistico.
- La posizione di una funivia ad uso turistico non risulta ottimale sotto il profilo elettrico. Le due tipologie hanno infatti requisiti differenti. La prima viene costruita dove c'è una forte componente estetica o di interesse comunitario. La seconda, invece, viene installata dove la rete ha bisogno di un accumulatore. Le due necessità difficilmente trovano riscontro in un luogo comune.

La costruzione di funivie dedicate all'accumulo energetico e alla partecipazione nei servizi ancillari della rete ci porta a studiare una tecnologia specifica in grado di garantire la riduzione dei costi, una facile e veloce installazione, un'elevata efficienza di carica e scarica e una riduzione dell'impatto ambientale. Con questi presupposti gli accumulatori funiviari hanno tutte le caratteristiche per introdursi con un'elevata penetrazione nella rete di trasmissione e distribuzione nazionale.

L'interesse riguardante gli accumulatori connessi alla rete in grado di sopperire ai servizi ancillari del sistema sta infatti crescendo sempre di più. Il contesto energetico italiano vede un

continuo incremento della produzione, fino al 35% nel 2013, derivante da fonti rinnovabili come mostrato dalla figura seguente.

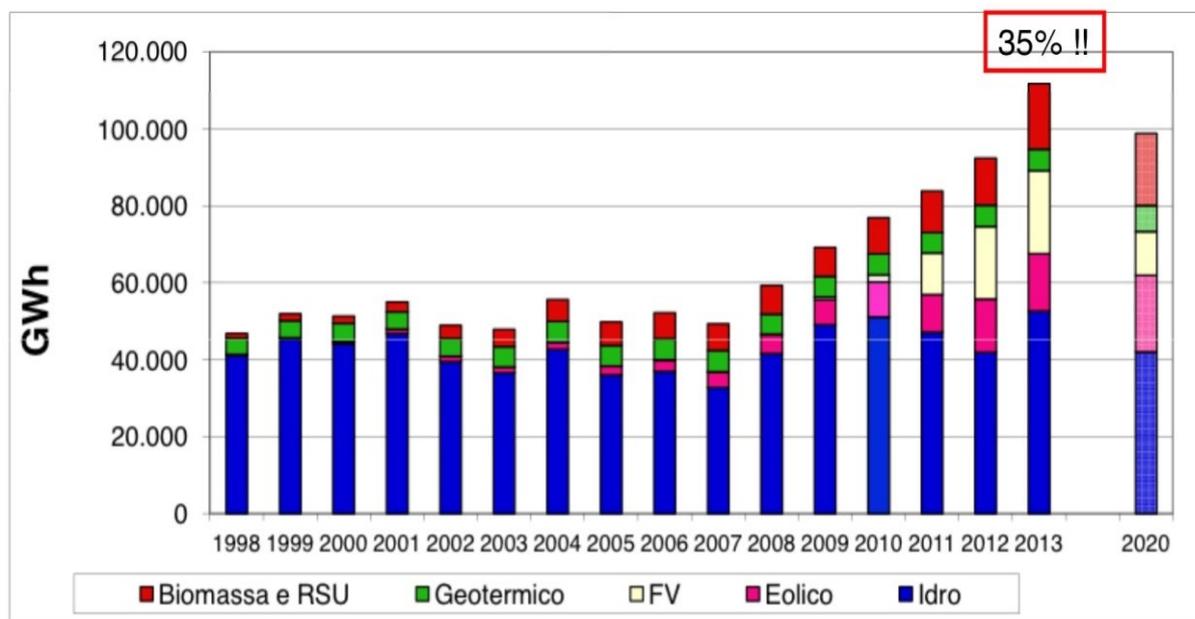


Figura 2: evoluzione della produzione rinnovabile in Italia. [25]

L'incremento maggiore è stato quello subito dai generatori fotovoltaici grazie ai generosi incentivi emessi negli ultimi anni dallo stato italiano. La caratteristica intrinseca di questa energia rinnovabile di produrre solamente durante le ore calde del giorno, rende l'accumulo energetico una soluzione per ottimizzarne il consumo, aumentarne i rendimenti e quindi l'interesse. Diventa fondamentale in questo contesto trovare una tecnologia in grado di scindere temporalmente la produzione dal consumo.

Descrizione del sistema di accumulo funiviario

L'idea alla base dell'impianto di accumulo funiviario è quella utilizzare un dislivello naturale e posizionare due magazzini rispettivamente a monte e valle dell'impianto. Durante le ore di basso carico della rete l'energia verrà accumulata trasportando una zavorra da valle a monte, questa verrà successivamente ritrasportata a valle durante la scarica nelle ore di alto carico. L'impianto di trazione del sistema è composto da una combinazione di funi portanti e di una tirante. Il sistema di funi viene poi agganciato da opportune strutture chiamate torri di tensione, in grado di garantire le performance meccaniche dell'impianto ossia le trazioni delle funi, il peso delle zavorre e altri stress. Per la realizzazione dell'impianto si devono costruire almeno due strutture portanti e in alcuni casi una o più supplementari (torri di supporto) a seconda del profilo geologico e della pendenza del terreno, in modo da garantire la distanza verticale da terra sufficiente. La scelta della pendenza del sistema viene ottimizzata per ridurre quanto più possibile il numero di strutture intermedie in modo da limitare i costi di installazione, le attività di manutenzione e importanti riduzioni nell'efficienza di carica e scarica. Le masse concentrate trasportate nel dislivello vengono fissate al sistema di funi attraverso connessioni meccaniche dedicate e posizionate in punti specifici della fune tirante. Nel dimensionamento delle masse si devono anche considerare le caratteristiche meccaniche delle funi in modo da definirne le caratteristiche di dimensionamento quali ad esempio il peso, la forma e la distanza tra le masse successive. Le caratteristiche meccaniche principali delle funi e il loro profilo (ossia la curvatura massima ammessa rispetto al profilo normale della fune) limitano infatti il peso della singola massa e la prossimità tra due carichi successivi. Bisognerà inoltre tener conto in fase di progettazione della resistenza trasversale causata dal vento e dell'impatto nella movimentazione delle masse nei depositi di monte e valle. Come rapidamente descritto dalla figura seguente, le masse vengono depositate in due magazzini, uno a valle e l'altro posizionato vicino alla struttura più alta.

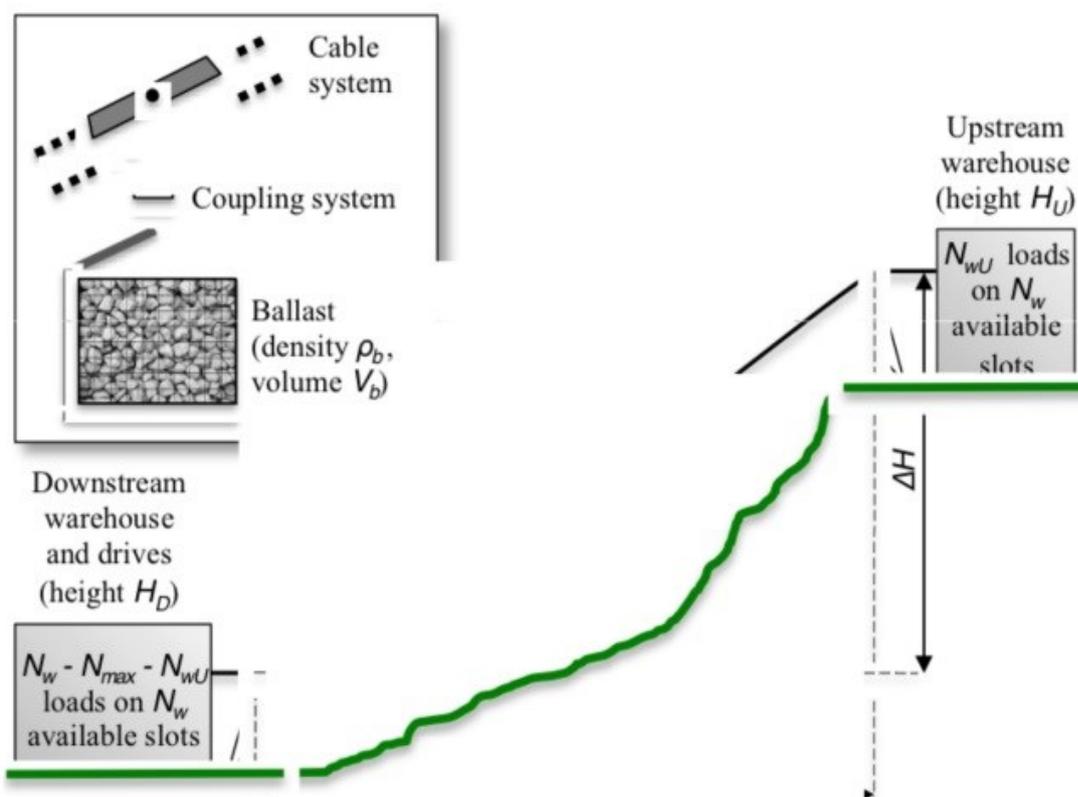


Figura 2: schema di principio dell'accumulatore funiviario. [25]

Mentre il numero e il peso delle masse connesse, la velocità della fune e la differenza di altitudine definiscono la potenza nominale del sistema (entrambe in termini di potenza di carica e

scarica, considerando le perdite di sistema sia dal lato meccanico che da quello elettrico), le dimensioni dei magazzini definiscono invece l'energia immagazzinabile. È interessante notare come la potenza e l'energia nominale del sistema, in questo caso, possono essere facilmente progettate agendo su parametri indipendenti, permettendo quindi diverse combinazioni in grado di far fronte alle molteplici esigenze della rete.

Un ulteriore vantaggio di questo sistema è la capacità di accumulo, questa può essere facilmente ampliata in futuro, con costi ridotti, aumentando semplicemente le dimensioni dei magazzini. In un secondo momento si potrà anche moltiplicare facilmente la potenza nominale dell'impianto installando linee multiple in parallelo. Questo aspetto è di fondamentale importanza, la possibilità di ampliamento della capacità o della potenza in un secondo momento, a seconda delle esigenze della rete, è un aspetto che rende questa tecnologia conforme alle nuove esigenze di una società in continua evoluzione.

L'intero sistema di accumulo viene connesso elettricamente alla rete principale tramite una delle due stazioni a seconda della loro vicinanza alle linee di trasmissioni esistenti che solitamente sono presenti a valle dell'impianto. Nella figura seguente si può osservare uno schema elettrico di principio della stazione a valle ipotizzando che in essa sia presente la connessione alla rete:

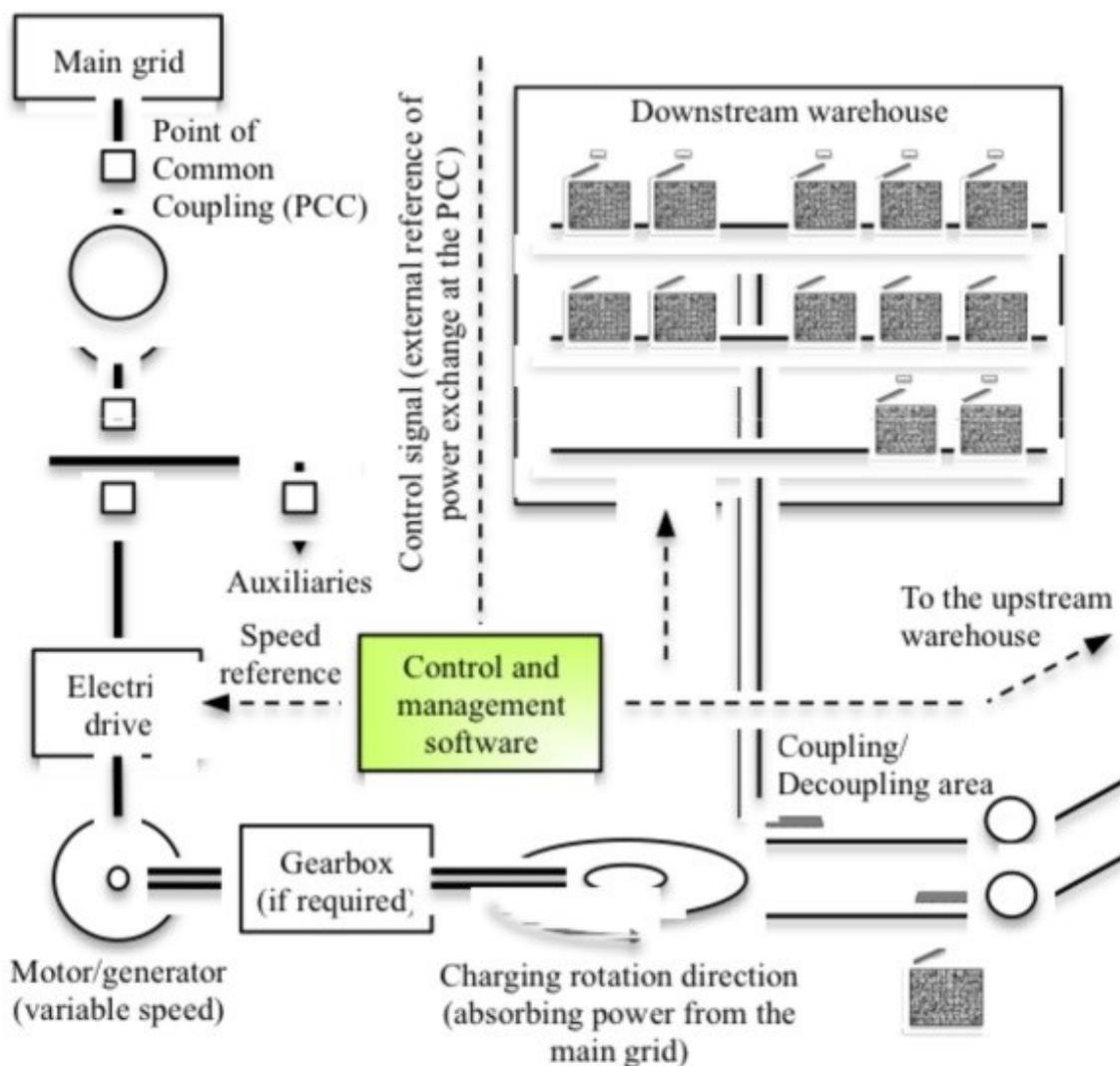


Figura 3: schema elettrico di principio della stazione a valle. [25]

Come mostra la figura 3, la stazione di valle contiene le apparecchiature elettriche e meccaniche necessarie a muovere l'intero sistema. L'attrezzatura elettrica nel caso degli accumulatori funviari deve lavorare sia da motore che da generatore, con un'elevata efficienza e un basso regime

rotazionale. Per poter controllare e regolare la potenza elettrica assorbita o iniettata nella rete, il sistema dovrà quindi funzionare con un ampio range di velocità delle funi di trazione e di conseguenza anche delle macchine elettriche, le quali devono essere in grado di variare la propria rotazione tra pochi giri al minuto e qualche decina. Tipicamente questo avviene pilotando il motore/generatore attraverso un inverter, il quale ha anche il compito di interfacciarsi con la rete e modellare la potenza in uscita a seconda delle esigenze. In futuro verranno analizzate le possibilità di adottare diverse tipologie di macchine elettriche quali magneti permanenti, macchine a corrente continua e macchine asincrone per osservare con quale tra queste si riesce ad ottenere un comportamento migliore e rendimenti più alti.

Il sistema, in conclusione, riceverà un segnale di controllo che verrà elaborato per adattare il suo comportamento, in termini di potenza scambiata con la rete e strategia ottima di gestione dell'energia immagazzinata, per adattarsi alle richieste del gestore di rete.

Confronto con altre tecnologie di accumulo

Paragoneremo, in questo capitolo, la tecnologia di accumulo funiviario in esame con altre in grado di sopperire ai servizi ancillari della rete nazionale, già presenti sul mercato. In particolare, la soluzione introdotta viene confrontata con tecnologie analoghe in termini di potenza nominale, energia nominale e partecipazione ai servizi ancillari della rete evidenziandone alcune peculiarità:

- Effettiva regolazione della potenza scambiata con la rete principale: le operazioni di carica e scarica possono essere facilmente regolate agendo su differenti parametri con l'obiettivo di accrescere l'efficienza del sistema. Una regolazione discreta della potenza si ottiene agendo sul numero di masse connesse al sistema di funi, mentre si ottiene una regolazione continua agendo sulla velocità della fune attraverso la modulazione elettronica degli inverter. Questo permette un ampio range di adattabilità del sistema a differenza delle comuni tecnologie impiegate.
- Caratteristica dell'energia immagazzinabile: questa è indipendente dalla potenza di carica/scarica, e garantisce in questo caso una flessibilità in grado di far fronte ai requisiti del sistema in termini di potenza scambiata al punto di connessione e durata dei servizi ancillari;
- Lifetime: esso rappresenta i cicli di carica/scarica ammessi prima dello smaltimento dell'impianto. Il sistema è in grado di funzionare correttamente per un elevato numero di cicli, tipicamente superiori in numero alle altre energie presenti sul mercato, come dimostrato da alcuni prototipi di accumulatori funiviari esistenti a livello mondiale ;
- State of Charge (SoC): il sistema è in grado di lavorare con un rendimento del 100% nel range di utilizzo dello SoC (considerando un SoC del 100% quando tutte le masse sono posizionate nel magazzino a monte e 0% di SoC nel caso opposto). Inoltre, lo SoC è facilmente misurabile con elevata accuratezza valutando le masse immagazzinate nel deposito a monte;
- Potenza di carica/scarica indipendente dallo SoC: a differenza dalle comuni batterie, il sistema è capace di assorbire o iniettare nella rete la potenza nominale in qualsiasi SoC se si esclude il breve tempo necessario a connettere le masse al sistema di funi sia nel caso in cui l'impianto si presenti totalmente scarico (tutte le masse vengono immagazzinate nel deposito a valle, SoC vicino al 0%) che quando è totalmente carico (tutte le masse vengono immagazzinate nel deposito a monte, SoC vicino al 100%);
- Mantenimento delle prestazioni: bastano le ordinarie attività di manutenzione per mantenere invariato il rendimento dell'impianto nel lungo periodo. Le performance dell'impianto non diminuiscono con il progressivo uso e non si riduce nemmeno la quantità di energia immagazzinabile, anche con l'aumento dei cicli di carica/scarica completi;
- Condizioni ambientali di lavoro: le differenti condizioni di lavoro non influiscono sulle performance del sistema principale se vengono considerate in fase progettuale. Per esempio, la temperatura di funzionamento ha un impatto limitato sulle operazioni del sistema, influenzerà unicamente la lunghezza della fune e la sua forma dovuta all'espansione termica. Normalmente questi impianti vengono posizionati a quote medio-alte, la regolazione termica delle cabine dove sono posizionati i componenti elettrici non è quindi così critica, e permetterà di conseguenza la riduzione del consumo dovuto ai servizi ausiliari;
- Impatto ambientale: l'impianto non causa rischi nel lungo termine o nelle alterazioni permanenti del contesto ambientale locale. Come posizione per l'impianto si possono privilegiare luoghi in cui vengono parzialmente nascoste le funi e inoltre i magazzini possono essere facilmente integrati nel contesto riducendo l'impatto visivo complessivo;
- Riciclaggio dell'impianto facile e economico: la rimozione dell'impianto è facile, veloce ed interessante dal punto di vista economico (dovuto al valore intrinseco dei componenti utilizzati come l'acciaio). Inoltre la disponibilità delle materie prime richieste non è assolutamente un problema. Questo rende la sua costruzione più economica e lo smaltimento redditizio;
- Sicurezza: il fattore di rischio è estremamente basso per le persone o le cose come già dimostrato in precedenza. La gestione del rischio è infatti ben conosciuta per questa tecnologia specifica di impianti. Non vi sono particolari rischi d'incendio che sarebbero comunque limitati alle macchine elettriche. Non è stato valutato inoltre nessun rischio d'esplosione.

- Combinazione con altre tecnologie: nell'impianto viene realizzato un bus a corrente continua per pilotare le macchine elettriche attraverso un convertitore elettronico di potenza, il sistema può essere esteso con facilità integrando altre tecnologie di accumulo, ovvero sopperire a servizi ancillari veloci usando super-capacitors o flywhells per rendere disponibile l'energia in frazioni di tempo molto brevi;
- Procedure autorizzative semplificate: il processo di autorizzazione delle funivie è standardizzato nella maggior parte delle nazioni, vengono installate oramai da molti anni e non sono considerate come pericolose o sconosciute, facilitando così l'intera procedura autorizzativa;
- Soluzioni temporanee: la semplice e veloce installazione e rimozione degli impianti e i componenti facilmente riutilizzabili in altre applicazioni, rendono il sistema proposto ideale come soluzione temporanea per risolvere i vincoli provvisori della rete, ad esempio il rinforzamento momentaneo di alcune linee principali. In questo caso, inoltre, è concessa una procedura autorizzativa semplificata che ne velocizza l'iter burocratico. Un altro aspetto fondamentale è quello dell'intercambiabilità degli elementi in impianti esistenti, considerando i carichi ad esempio, essi possono essere facilmente trasferiti ad altri impianti per sopperire a temporanei vincoli stagionali, con un costo ridotto;
- Disponibilità della tecnologia: la soluzione proposta, anche se innovativa, è capace di sopperire ai servizi ancillari utilizzando tecnologie e componenti affermati oramai da tempo sul mercato, con lunghi processi sperimentali registrati in impianti esistenti dedicati al trasporto di persone o al settore dell'industria. Le compagnie italiane sono inoltre leader mondiali nella costruzione della maggior parte dei componenti richiesti all'impianto.

D'altro canto, alcuni possibili svantaggi legati a questa tecnologia di accumulo esistono e vengono analizzati brevemente in seguito:

- Posizione degli impianti: è richiesta un'elevata e accessibile pendenza e un profilo convesso per ridurre o annullare il numero delle torri di supporto necessarie. È inoltre vincolante l'autorizzazione del proprietario del fondo per realizzare l'investimento;
- Densità dell'energia: considerando entrambe i magazzini, è richiesto un elevato spazio per compensare la bassa densità di energia ottenibile. Talvolta non è semplice trovare a monte, dove lo spazio è solitamente limitato, la superficie necessaria alla realizzazione del magazzino;
- Connessione alla rete principale: ci sono possibili vincoli nell'utilizzo di inverter per sopperire ai servizi ancillari della rete. A seconda di questi il sistema potrebbe essere utilizzato come:
 - Supporto locale alle linee nelle zone montane, altrimenti affette dai vincoli imposti dalle fonti rinnovabili;
 - Regolazione del flusso di potenza scambiato tra la rete di trasmissione e quella di distribuzione nella stazione primaria a valle;
 - Regolazione dei flussi di potenza della rete di trasmissione, combinando in parallelo sistemi elementari multipli in modo da raggiungere la potenza nominale e l'energia richiesta (le applicazioni devono essere posizionate vicino alle linee di trasmissione).

Risulta evidente come i "pro" di questa nuova tecnologia emergente siano in numero e peso maggiori rispetto ai "contro" che non giustificerebbero l'investimento.

Progettazione preliminare dell'impianto

In questa sezione, si analizza il progetto preliminare di un impianto in grado di sopperire ai servizi ancillari e di accumulo richiesti dal gestore di rete. Non essendoci esperienze specifiche nella progettazione di impianti simili, la scelta della strumentazione e dei materiali da costruzione utilizza conoscenze derivanti dagli impianti industriali di movimentazione dei carichi a fune. La procedura di dimensionamento preliminare in esame considera un andamento rettilineo del sistema di cavi tra le torri di tensione a monte e a valle dell'impianto. Questa ipotesi è accettabile nel caso in cui il sistema abbia un arco unico e un'incurvatura minore di 1/10 della distanza verticale ΔH tra i due depositi.

L'impianto viene concepito per operare in entrambe le direzioni, questo significa che sarà in grado di assorbire o immettere potenza elettrica e quindi avere in pochi secondi inversioni dei flussi di potenza. Nelle sezioni seguenti, il singolo carico verrà progettato in modo da massimizzare il proprio contributo all'energia immagazzinata e alla potenza nominale erogata. A seconda delle diverse esperienze sugli impianti a fune, il numero dei carichi trainati dalla funivia sarà valutato in modo da ottenere la potenza nominale globale. Come ultimo passo verranno dimensionati i magazzini in modo da contenere i carichi, e quindi l'energia accumulata dall'impianto.

Dimensionamento del singolo carico

Ogni carico è composto dalla propria struttura metallica e da una zavorra che gli permette di raggiungere la massa totale m_L desiderata. La struttura metallica consiste in un dispositivo di accoppiamento e uno di contenimento per la zavorra. Quest'ultima può essere costituita da materiali locali, come ad esempio pietre, al fine di ridurre l'impatto ambientale dell'impianto oppure da qualsiasi altro materiale importato nel sito. Sembra ragionevole considerare che la struttura metallica delle masse m_s è una parte del totale m_L , mentre il contributo della zavorra dipende dalla densità specifica del materiale ρ_b e dal suo volume V_b , come descritto in (1).

$$(1) \quad m_L = m_s + \rho_b * V_b.$$

Un sistema di cavi collega il magazzino di monte con quello a valle, questi sono posizionati rispetto al livello del mare alle altezze H_u e H_d . Di conseguenza la differenza, ΔH viene definita come in (2).

$$(2) \quad \Delta H = H_u - H_d.$$

Considerando la distanza orizzontale tra i due magazzini ΔX , la pendenza del cavo viene calcolata attraverso la (3) e la (4), mentre la (5) definisce la lunghezza totale del cavo L necessaria per connettere le due stazioni.

$$(3) \quad S_{rad} = \arctan(\Delta H / \Delta X);$$

$$(4) \quad S\% = \Delta H / \Delta X;$$

$$(5) \quad L = \sqrt{(\Delta X)^2 + \Delta H^2}.$$

L'energia richiesta per trasportare un carico dalla stazione di valle a quella di monte viene calcolata direttamente dalla relazione (6), dove g rappresenta l'accelerazione gravitazionale. Nella procedura di dimensionamento preliminare, tutte le perdite (Joul, meccaniche, di frizione, etc.) vengono incluse in un rendimento equivalente η di carica/scarica che in questo caso trascureremo, considereremo quindi il sistema come ideale.

$$(6) \quad E_L = g * m_L * \Delta H.$$

Assumendo una velocità lineare massima del cavo v , la velocità massima di salita e discesa v_H di ogni massa viene calcolata dalla (7), mentre il tempo T_H richiesto per arrivare al magazzino opposto è definito dalla (8). È importante notare che il sistema deve poter funzionare con velocità di carico

variabili, quindi il flusso elettrico di potenza viene regolato controllando la rotazione di velocità del generatore/motore.

$$(7) \quad v_H = v * \text{sen} (S_{\text{rad}});$$

$$(8) \quad T_H = \Delta H / v_H.$$

In fine, la potenza scambiata dal sistema per muovere il singolo carico di massa m_L viene definita dalla (9).

$$(9) \quad P_L = E_L / T_H.$$

Dimensionamento della potenza nominale

Considerando la tipica distribuzione geometrica di un impianto a fune, ossia valutando le tipiche pendenze presenti in natura, possiamo definire per ogni fune la massima massa sospendibile totale m_{max} . Di conseguenza, il numero massimo di carichi sospendibili N_{max} viene definito dalla relazione (10).

$$(10) \quad N_{\text{max}} = m_{\text{max}} / m_L.$$

La distanza lineare tra due carichi consecutivi L_L viene definita come in (11), mentre una nuova massa dev'essere caricata e scaricata dal sistema nel tempo T_L (12).

$$(11) \quad L_L = L / N_{\text{max}};$$

$$(12) \quad T_L = L_L / v.$$

Di conseguenza, la potenza nominale totale dell'impianto è definita dalla relazione (13). Il flusso nominale delle masse F_m è definito dalla (14) e considerando una persona di massa standard m_p , il flusso nominale della massa equivalente può anche essere rappresentato in persone all'ora F_{mp} , attraverso la (15).

$$(13) \quad P = N_{\text{max}} * P_L;$$

$$(14) \quad F_m = (3,600 * N_{\text{max}} * m_L) / T_H;$$

$$(15) \quad F_{mp} = F_m / m_p.$$

Dimensionamento del magazzino e dell'energia nominale

Indipendentemente dai parametri precedenti, la dimensione dei magazzini può essere progettata per raggiungere il livello desiderato di energia accumulabile, in altre parole, per garantire la durata delle fasi di carica e scarica desiderate. Le dimensioni dei magazzini, definite in termini di masse immagazzinabili N_w , possono quindi essere determinate considerando:

- Impatto ambientale e disponibilità di spazio; in particolare per quanto riguarda il magazzino a monte, in alcuni contesti, l'installazione può essere limitata in termini di superficie disponibile, influenzandone la grandezza e inducendo i progettisti ad introdurre soluzioni più costose o che richiedano una maggiore quantità di energia per muovere le masse all'interno del magazzino;
- Il confronto economico tra costi e benefici di un impianto che sopperisca ai servizi energetici della rete rispetto a quelli in potenza: in questo caso, uno dei più importanti fattori a favore è la capacità di ottenere una potenza nominale indipendente dall'energia immagazzinabile. Di conseguenza, un grande incremento nell'energia nominale può avere un impatto trascurabile in termini di costi totali, è quindi possibile valutare questo sistema per ottenere un'importante riduzione nei costi dell'impianto. Questo significa in ogni caso, avere flessibilità nel dimensionamento dell'impianto nella sua installazione e in un suo futuro ampliamento.

L'energia nominale E dell'intero impianto viene quindi definita dalla (16), mentre con la (17) si definisce il tempo minimo di carica/scarica T_c a seconda dell'energia accumulabile e della potenza nominale.

$$(16) \quad E = N_w * E_L;$$

$$(17) \quad T_c = E / P.$$

Confrontando l'accumulatore funiviario con le classiche batterie elettrochimiche, è importante osservare che:

- Lo SoC dell'accumulatore funiviario può essere definito senza incertezza dalla relazione (18) a seconda del numero dei carichi accumulati nel magazzino a monte N_{wU} . Inoltre, non deve essere eseguito nessun ciclo specifico per resettare l'errore di stima del SoC;

$$(18) \quad \text{SoC} = N_{wU} / N_w.$$

- La potenza nominale P è disponibile indipendentemente dallo SoC, escludendo la fase iniziale, quando il primo carico viene caricato sul cavo, e la fase finale quando l'ultimo carico viene rimosso dal cavo. In termini relativi, la durata totale di questa fase t , quando la potenza nominale non è totalmente disponibile, viene calcolata come in (19) e rimane limitata a pochi punti percentuali del tempo operativo.

$$(19) \quad t = 2 * N_{MAX} / N_w$$

Dimensionando il magazzino affinché contenga tutti i carichi e considerando il tasso k tra il volume delle masse immagazzinate e quello richiesto dal magazzino, le dimensioni del container V_w possono essere calcolate in fase preliminare come nella relazione (20).

$$(20) \quad V_w = N_w * V_b / k.$$

Otterremmo così una stima sulle dimensioni del magazzino e quindi dell'energia nominale del sistema.

Dimensionamento preliminare dell'impianto

Nella tabella che segue vengono riportati i valori calcolati nel dimensionamento preliminare dell'impianto di accumulo funiviario. Viene valutata, in termini di carico massimo applicato al sistema sospeso, una configurazione a tre funi. Si sfrutta l'esperienza nell'attrezzatura e nei materiali da costruzione delle funivie per definire dei valori realistici che non richiedano investimenti specifici per la loro realizzazione. Procedendo nell'attività di ricerca, una specifica soluzione potrà essere elaborata con lo scopo di incrementare il rendimento dell'impianto di accumulo senza che questo richieda aumenti rilevanti nei costi, ciò significherà ridurre il costo per unità di energia immagazzinata.

	Parametro	Dimensionamento
Dimensionamento del singolo carico	Massa di carico m_L [kg]	5000
	Massa della struttura metallica m_s [kg]	1500
	Densità del materiale di carico (considero sassi) ρ_b [kg/m ³]	2000
	Volume del materiale di carico V_b [m ³]	1,75
	Dislivello tra i magazzini ΔH [m]	830
	Distanza orizzontale tra le stazioni ΔX [m]	1007
	Inclinazione del cavo $S\%$ []	82,4%
	Lunghezza del cavo L [m]	1305
	Energia singolo carico E_L [MJ]	40,71
	Energia singolo carico E_L [kWh]	11,31
	Velocità massima del cavo v [m/s]	6,00
	Velocità di ascesa e discesa v_H [m/s]	3,82
	Tempo di ascesa e discesa di ogni singolo carico T_H [s]	217
	Potenza ideale di ogni carico P_L [kW]	187,2
Dimensionamento della potenza	Massa massima sospesa m_{max} [kg]	60000
	Numero di carichi sospesi N_{max} []	12,0
	Distanza lineare tra carichi sequenziali L_L [m]	108,7
	Tempo di accoppiamento sequenziale T_L [s]	18,1
	Potenza nominale impianto P [MW]	2,25
	Flusso delle masse F_m [ton/h]	993,2
	Peso standard persona m_p [kg]	75
	Flusso equivalente in persone F_{mp} [persone/ora]	13234
Dimensionamento dell'energia	Numero massimo di carichi in magazzino N_w []	320
	Energia nominale E [MWh]	3,62
	Tempo minimo di carica/scarica T_c [h]	1,61
	Tempo relativo alle operazioni t []	7,5%
	Rapporto tra il volume delle masse immagazzinate e il magazzino k []	65%
	Volume del magazzino V_W [m ³]	862

Con i valori preliminari di dimensionamento elencati nella tabella precedente possiamo paragonare, in termini di parametri nominali, l'accumulatore funiviario con le attuali tecnologie presenti sul mercato. Il risultato emerso viene mostrato graficamente dalla figura seguente che illustra la posizione della tecnologia studiata nei confronti degli accumulatori presenti sul mercato.

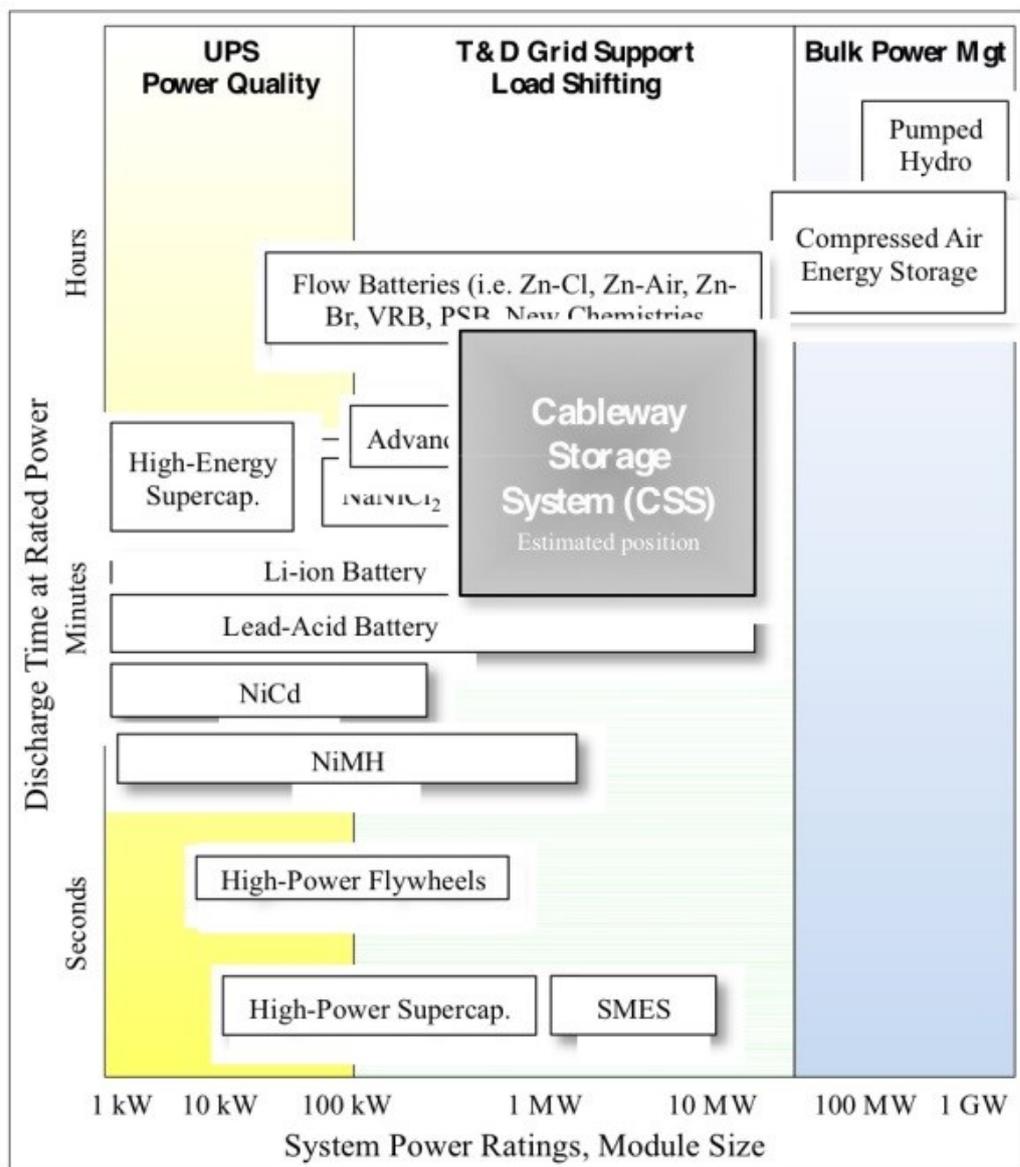


Figura 4: posizionamento accumulatori. [25]

Conclusioni

Stando ai dati di progettazione preliminare, l'impianto di accumulo funiviario sembra essere un interessante alternativa alle esistenti tecnologie di accumulo. In particolare, considerando la dimensione fisica dell'impianto e i vincoli ambientali esistenti, questa tecnologia sembra essere in grado di sopperire ai diversi servizi ancillari richiesti dal gestore di rete e di collaborare nell'integrazione delle fonti rinnovabili. La sua versatilità rimane il punto di forza del sistema, combinando diversi moduli in parallelo, si potrà raggiungere, in teoria, potenze nominali fino alle decine di MW, mentre il tempo di scarica potrà essere aumentato dimensionando opportunamente la capacità dei magazzini.

Risorse per il dispacciamento

L'energia elettrica non si può immagazzinare. Diventa quindi necessario produrre istante per istante, la quantità di energia richiesta dall'insieme dei consumatori e di consegnarla sulla rete di trasmissione nazionale in modo che l'offerta e la domanda di elettricità siano sempre in equilibrio perfetto, garantendo così la continuità e la sicurezza nella fornitura del servizio. L'attività di dispacciamento, affidata in via esclusiva a Terna, è quindi diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinato degli impianti di produzione, della rete di trasmissione nazionale e dei servizi ausiliari.

Terna regola i propri rapporti con gli utenti della rete, a partire dal 1 novembre 2005, attraverso il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete chiamato più semplicemente Codice di rete. Il Codice di rete è stato predisposto in conformità a quanto previsto nel D.P.C.M. 11 maggio 2004 in materia di unificazione tra proprietà e gestione della rete e sulla base delle direttive dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas di cui alla delibera n. 250/04. Questo documento, positivamente verificato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con delibere n. 79/05 e 49/06 nonché dal Ministero delle Attività Produttive, è sottoposto ad un continuo processo di aggiornamento secondo le procedure dallo stesso previste. In particolare, il capitolo quattro del codice di rete, intitolato "Regole per il dispacciamento" disciplina:

- a) i diritti e gli obblighi posti in capo agli Utenti del Dispacciamento per permettere al Gestore di svolgere il servizio di dispacciamento nel rispetto delle prescrizioni e dei principi contenuti nelle disposizioni legislative e regolamentari vigenti;
- b) le modalità tecniche, economiche e procedurali che gli Utenti del Dispacciamento sono tenuti a seguire nell'ambito del servizio di dispacciamento erogato dal Gestore.

Nello specifico definisce:

- a) disposizioni generali in materia di:
 - a. definizione, registrazione e fornitura dei dati tecnici delle unità di produzione e consumo ai fini della partecipazione al Mercato dell'energia ed al Mercato per il servizio di dispacciamento;
 - b. criteri per la definizione degli impianti essenziali ai fini della sicurezza;
 - c. criteri per la suddivisione in zone del sistema elettrico nazionale;
 - d. criteri per la definizione e registrazione delle unità di produzione e consumo;
- b) la tipologia di risorse per il servizio di dispacciamento, la modalità di approvvigionamento e gestione di dette risorse ed i criteri per l'abilitazione alla loro fornitura da parte delle unità di produzione e consumo;
- c) il processo di definizione dei programmi aggiornati cumulati di immissione e prelievo dell'energia elettrica, specificando in tale contesto i diritti e gli obblighi degli UdD a tale proposito ed il flusso di informazioni con gli Utenti del Dispacciamento e con il Gestore del Mercato;
- d) le modalità tecniche, economiche e procedurali che il Gestore, il Gestore del Mercato e gli Utenti del Dispacciamento sono tenuti a seguire per l'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento attraverso meccanismi di mercato sia nella fase di programmazione che nella fase di gestione in tempo reale;
- e) le modalità di registrazione delle Unità di produzione nell'apposito registro gestito in GAUDI'.

Nei capitoli successivi del presente elaborato verranno citate e analizzate le attività richieste ai produttori da Terna ai fini della corretta gestione e manutenzione della rete.

Risorse per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione

Il Gestore utilizza le risorse per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione allo scopo di eliminare le congestioni sulla rete generate dai programmi aggiornati cumulati di immissione e di prelievo. La fornitura di risorse a tal fine, da parte di una unità abilitata al servizio, consiste nella disponibilità ad accettare modifiche, in incremento o in diminuzione, ai propri programmi aggiornati cumulati.

Risorse per la riserva

In un sistema elettrico di potenza, che intendiamo costituito da un insieme di generatori, da una rete di trasmissione e distribuzione e da un complesso di carichi, il mantenimento della frequenza è strettamente legato alle potenze attive in gioco. Appare infatti intuitivo che la frequenza di un siffatto sistema tende a variare appena non sia più pareggiato il bilancio complessivo fra potenze motrici prodotte e potenze attive richieste, comprendendo in queste sia le potenze utili che le potenze perdute. Ad esempio, un aumento nella potenza assorbita dalle utenze provoca una diminuzione della velocità, e quindi della frequenza, dei gruppi generatori fintantoché a questi non vengano conferite le maggiori potenze motrici corrispondenti. Analogamente l'improvvisa andata fuori servizio di una centrale causerà nella rete una diminuzione di frequenza, fintantoché le altre centrali rimaste in servizio non provvederanno a ripristinare l'entità della potenza complessivamente prodotta, tale da soddisfare le richieste dei carichi. Viceversa una diminuzione di carico, che può essere istantanea e cospicua nel caso di disservizio di carico o disservizio di una parte della rete di distribuzione, dà luogo a un aumento di frequenza al quale si dovrà ovviare riducendo rapidamente la potenza generata. Si può affermare pertanto che una buona regolazione della frequenza in una rete è indice di una accurata organizzazione dell'esercizio, tale non solo da soddisfare le richieste dei carichi nelle loro inevitabili fluttuazioni, ma anche da far fronte forti scompensi fra produzione ed utenza in occasione di eventuali gravi disservizi, come quelli sopra accennati. Il problema della regolazione di frequenza in una grande rete, come ad esempio quella europea, in realtà non è disgiunto da quello della regolazione nelle potenze attive di scambio sulle linee di interconnessione fra le diverse reti nazionali, si può quindi dare ad entrambi i problemi una comune ed organica soluzione.

Il mantenimento della frequenza a valori prossimi a quello nominale deve essere conseguito d'altra parte per porre macchine ed apparecchiature nelle migliori condizioni di funzionamento: ad esempio, l'alimentazione di un motore asincrono a frequenza ridotta comporta non solo una riduzione del rendimento e delle caratteristiche elettriche in genere, ma anche una minore velocità di rotazione e quindi una minor potenza sviluppata nella macchina da esso azionata. E' il caso di ricordare che le pompe e i ventilatori, nelle loro usuali condizioni di impiego, sviluppano una potenza che varia in funzione della velocità assai più che linearmente. Ciò può essere importante per molte utenze, ma assume un aspetto fondamentale per la continuità del servizio quando si tratti di servizi ausiliari di una centrale termoelettrica che devono provvedere fra l'altro all'alimentazione dell'acqua in caldaia, del combustibile, dell'aria comburente e alle lubrificazioni del gruppo turboalternatore. Questi problemi, che possono aggravarsi per un eventuale contemporanea diminuzione della tensione, sommati a quelli inerenti a fenomeni meccanici del gruppo e fluidodinamici nella palettatura della turbina fanno sì che una centrale termoelettrica non possa tollerare senza danni una marcia prolungata a frequenza inferiore a 48,5-48 Hz, e debba in tal caso interrompere il proprio parallelo con la rete.

Naturalmente ciò può accadere solo nel caso di gravi eccezionali disservizi; normalmente l'organizzazione del servizio è capace non solo di mantenere la frequenza intorno a 50Hz con scarti non eccedenti $\pm 0,05$ Hz, ma anche di controllare gli scarti stessi in modo che nell'ambito delle 24 ore si verifichi complessivamente nella rete lo stesso numero di cicli che competerebbe alla frequenza rigorosamente costante di 50 Hz. Ciò garantisce la precisione degli orologi sincroni collegati alla rete, facendo coincidere, il tempo sincrono con quello astronomico, ma soprattutto costituisce, per quanto si è detto, un'evidente prova di sicura ed efficiente organizzazione del servizio.

In un sistema elettrico, ogni squilibrio tra generazione e fabbisogno in potenza causa un transitorio in cui, nei primi istanti, si verifica una variazione dell'energia cinetica immagazzinata nei

motori e negli alternatori connessi e in esercizio. L'effetto evidente è una variazione di frequenza rispetto al valore nominale.

Risorse per la riserva primaria di potenza

Il Gestore utilizza le risorse per la riserva primaria allo scopo di correggere automaticamente gli squilibri istantanei tra produzione e fabbisogno totali dell'intero sistema elettrico europeo, interconnesso mediante l'intervento dei regolatori di velocità delle turbine e dei generatori asserviti all'interno delle centrali, in risposta alle variazioni di frequenza. La funzione di riserva primaria è svolta contemporaneamente da tutti i gruppi generatori in parallelo sul sistema di interconnessione europeo. L'azione correttiva esercitata dalla riserva primaria non consente quindi di annullare gli scarti in frequenza ma di stabilizzarli.

La riserva primaria deve essere continuamente disponibile e deve essere distribuita all'interno del sistema elettrico il più uniformemente possibile, in modo che la sua azione sia indipendente dall'origine dello squilibrio, dalla distribuzione momentanea delle produzioni e dei carichi. La fornitura delle risorse per la riserva primaria consiste nel rendere disponibile al Gestore una banda di capacità di produzione dell'energia elettrica asservita ad un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare la sua potenza erogata, in incremento o decremento, in risposta ad una variazione di frequenza.

Risorse per la riserva secondaria di potenza

Il Gestore utilizza le risorse per la riserva secondaria di potenza, o regolazione secondaria frequenza/potenza, per compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema nazionale, riportando quindi gli scambi di potenza alla frontiera ai valori di programma, e contribuendo, di conseguenza, al ristabilimento della frequenza europea. Questa funzione è automatica e viene eseguita da un regolatore centralizzato presente nel sistema di controllo in linea del Gestore. La Sardegna normalmente e la Sicilia quando non sono in sincronismo con il Continente, effettuano localmente la funzione di riserva secondaria di potenza. La fornitura di risorse per la riserva secondaria di potenza da parte degli UdD (Utenti del Dispacciamento) consiste:

- a. nella fase di programmazione o nella fase di gestione in tempo reale, ossia nel rendere autonomamente disponibile la semibanda di riserva secondaria nei programmi aggiornati cumulati dell'unità abilitata o nella disponibilità ad accettare modifiche a tali programmi allo scopo di renderla disponibile;
- b. nella fase di gestione in tempo reale, ossia nell'asservire la banda di riserva secondaria ad un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare l'immissione di energia elettrica del medesimo gruppo di generazione sulla base del segnale di livello elaborato ed inviato dal Gestore.

Risorse per la riserva terziaria di potenza

Il Gestore utilizza le risorse per la riserva terziaria di potenza allo scopo di costituire opportuni margini rispetto alla potenza minima o massima nei programmi in esito a MSD (Mercato dei Servizi per il Dispacciamento) delle unità abilitate. Tali margini, predisposti durante la fase di programmazione o nella fase di gestione in tempo reale, sono eventualmente attivati in tempo reale con l'invio di ordini di dispacciamento, nel contesto del servizio di bilanciamento, e non per mezzo di meccanismi di regolazione automatica, come nel caso della riserva primaria e secondaria di potenza.

La riserva terziaria di potenza si articola nella modalità "a salire" e "a scendere". La riserva terziaria di potenza a salire o a scendere consiste nella presenza di margini nei programmi in esito al MSD che consentano in tempo reale l'aumento dell'immissione o la riduzione del prelievo (la riduzione dell'immissione o l'aumento del prelievo) di energia elettrica da parte di una unità abilitata nei tempi definiti dal Gestore, di seguito riportati. I margini di riserva terziaria di potenza a salire debbono essere costituiti nei programmi in esito al MSD di:

- a) UPA in parallelo con la rete ma non eroganti la massima potenza;
- b) UPA in grado di sincronizzarsi con la rete nei tempi definiti dal Gestore.

I margini di riserva terziaria di potenza a scendere debbono essere costituiti nei programmi in esito a MSD di:

- a) UPA in parallelo con la rete ma non eroganti la minima potenza;
- b) UPA in grado di azzerare le proprie immissioni in tempi contenuti.

Il margine complessivo di riserva terziaria della potenza a salire è suddiviso nelle seguenti tipologie, caratterizzate principalmente dal differente tempo di risposta alla richiesta del Gestore:

- a) Riserva Pronta: costituita dall'incremento (o decremento) di produzione che può essere immesso (o prelevato) in rete entro 15 minuti dalla richiesta del Gestore. Questa riserva ha lo scopo di ricostituire la banda di riserva secondaria della potenza entro i tempi previsti dalla normativa ENTSO-E e di mantenere il bilancio di sistema in caso di variazioni rapide del fabbisogno (a titolo semplificativo, rampa di presa di carico) con requisiti di velocità e continuità.
- b) Riserva di Sostituzione: costituita dall'incremento (decremento) di produzione che può essere immesso (o prelevato) in rete entro 120 minuti dalla richiesta del Gestore e che può essere sostenuto senza limitazioni di durata. Questa ha lo scopo di ricostituire la riserva terziaria pronta a fronte di scostamenti nel fabbisogno energetico derivante dall'immissione di potenza da fonti rinnovabili non programmabili nel caso di avarie dei gruppi di produzione la cui durata sia di qualche ora.

La fornitura di risorse ai fini della riserva terziaria di potenza da parte degli UdD consiste:

- a) nel rendere autonomamente disponibili margini rispetto alla potenza massima o minima nei programmi aggiornati cumulati delle unità abilitate;
- b) nella disponibilità ad accettare modifiche nei programmi aggiornati cumulati dell'unità abilitata, allo scopo di costituire margini di riserva terziaria di potenza.

Risorse per il bilanciamento

Il Gestore utilizza le risorse per il bilanciamento in tempo reale per:

- il mantenimento dell'equilibrio tra le immissioni ed i prelievi di energia elettrica;
- la risoluzione di congestioni di rete;
- il ripristino dei corretti margini di riserva secondaria di potenza.

Per il servizio di bilanciamento il Gestore:

- attiva le risorse approvvigionate per la riserva terziaria di potenza;
- accetta in tempo reale le offerte delle unità abilitate al bilanciamento presentate sul MSD.

La fornitura di risorse ai fini del bilanciamento da parte degli UdD consiste nel modificare la propria immissione o prelievo rispetto ai propri programmi vincolanti in potenza.

Il servizio di bilanciamento si distingue in:

- bilanciamento in aumento: incremento dell'immissione o riduzione del prelievo rispetto al proprio programma vincolante in potenza;
- bilanciamento in diminuzione: riduzione dell'immissione o incremento del prelievo rispetto al proprio programma vincolante in potenza.

Riserva reattiva per la regolazione di tensione

Un servizio di cui si deve occupare il gestore di rete per la sua corretta conduzione è la regolazione di tensione. Le cospicue potenze, attive e reattive, richieste dai carichi devono infatti poter fluire nella rete elettrica di trasmissione e di distribuzione senza dar luogo a eccessive cadute di tensione, in modo che gli scarti rispetto alla tensione nominale siano contenuti entro limiti tollerabili dagli impianti, dalle apparecchiature degli utenti e dell'ente stesso che gestisce il servizio, dalla produzione fino alla distribuzione. E' opportuno preannunciare che le ampiezze delle tensioni nei vari nodi di una normale rete dipendono, a causa della struttura e delle caratteristiche tipiche che usualmente essa presenta, prevalentemente dai flussi di potenza reattiva che in essa si verificano. Pertanto un'efficace regolazione della tensione è subordinata all'appropriata ubicazione e disponibilità di mezzi che consentono di mettere in gioco potenze reattive atte a compensare quelle assorbite dai carichi e dagli elementi stessi della rete.

Per mettere in evidenza i legami esistenti fra il livello della tensione e la potenza reattiva, prendiamo dapprima in considerazione una rete trifase attiva, nella quale, con ubicazioni qualsiasi, si abbiano dei generatori che alimentano dei carichi. Il comportamento di questa rete trifase (che supporremo simmetrica e lineare) visto da un suo nodo qualsiasi può essere ricondotto, in regime equilibrato, a quello del generatore equivalente monofase di figura 5, i cui parametri restino costanti fintantoché ammettiamo che la struttura della rete, l'entità dei carichi e l'eccitazione delle macchine sincrone restino costanti.

Definiamo con E_v la tensione stellata che si misura fra il morsetto 1 del nodo considerato e il neutro 0 (reale o fittizio) che sarà di ampiezza prossima alla tensione nominale stellata.

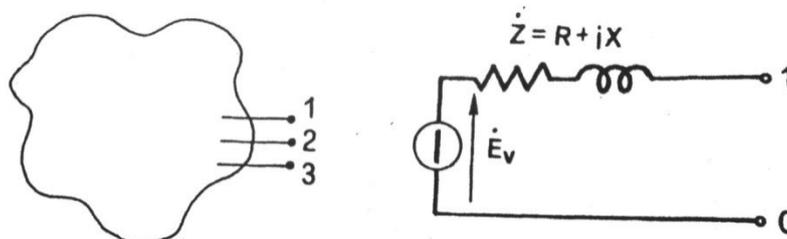


Figura 5: generatore equivalente monofase. [2]

L'impedenza Z è quella che si vede, alla sequenza diretta, dal nodo considerato una volta annullate le forze elettromotrici di ciascuna macchina sincrona in servizio. Essa dipende dai parametri di tutti gli alimentanti che, variamente connessi, compongono la rete. Generalmente si ha a 50Hz un'impedenza $Z=R+jX$ caratterizzata da una reattanza X induttiva e da una resistenza R piccola rispetto ad X . Se inseriamo nel nodo considerato un carico che, con un determinato $\cos\varphi$, assorba la corrente di ampiezza I , la differenza $\Delta E = |\dot{E}_v| - |\dot{E}_l|$ fra tensione a vuoto E_v e la tensione a carico E_l è data con sufficiente approssimazione dalla nota espressione:

$$\Delta E = RI \cos\varphi + XI \sin\varphi,$$

da cui si ottiene subito:

$$3E_l \Delta E = RP + XQ,$$

ovvero:

$$3(E_v \Delta E - \Delta E^2) = RP + XQ,$$

indicando con P e Q rispettivamente la potenza attiva e la potenza reattiva trifasi assorbite dal carico stesso.

Il termine $M=3(E_v \Delta E - \Delta E^2)$ è crescente con ΔE fintantoché $\Delta E < 0,5E_v$, e quindi può essere assunto (dato che usualmente è $\Delta E/E_v < 0,1$) come indice della caduta di tensione. Pertanto, se si

impone che l'ampiezza E_l fra i morsetti l e 0 non cambi al variare del carico ($\Delta E = \text{cost.}$ ovvero $M = \text{cost.}$), la fig. 6 esprime nel piano P, Q l'equazione di una retta che taglia l'asse Q nel punto di ordinata M/X e avente coefficiente angolare pari a $-R/X$, valore generalmente piccolo, essendo l'impedenza equivalente \dot{Z} poco dissipativa.

Ad esempio, se ai morsetti $1,2,3$ della rete trifase è inserito un carico, o un insieme di carichi, che assorbono la potenza $N_1 = P_1 + jQ_1$ (dando luogo a $\Delta E > 0$) è possibile ricondursi alla condizione $E_l = E_v$ ($\Delta E = 0$ ovvero $M = 0$) derivando dagli stessi morsetti un ulteriore carico Q^* , puramente reattivo, tale che la potenza complessivamente impegnata risulti:

$$P_1 + jQ_1 + jQ^* = P_1 + jQ_2 = \dot{N}_2,$$

in modo che il punto N_2 di coordinate P_1, Q_2 giaccia sulla retta $\Delta E = 0$. Osservando che $Q_1 > 0$ rappresenta una potenza reattiva induttiva e $Q_2 < 0$ una potenza reattiva capacitiva, si ha una potenza Q^* (potenza di compensazione) è:

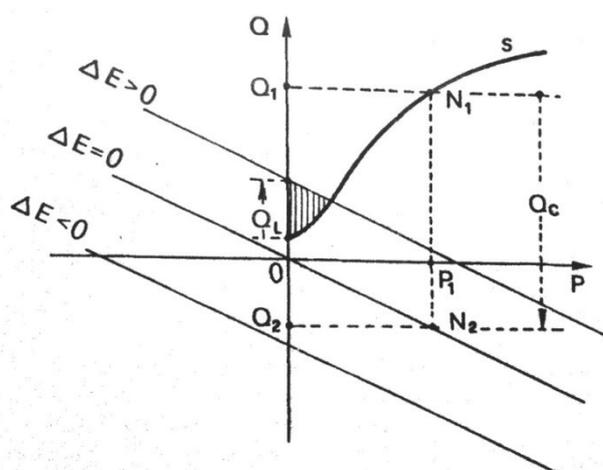


Figura 6: equazione retta studiata. [2]

Nel nostro caso di tipo capacitivo, come risulta dalla relazione:

$$Q^* = Q_2 - Q_1 = -|Q_2| - |Q_1| = Q_c$$

Qualora si introducesse una potenza capacitiva di compensazione maggiore o minore di Q_c si otterrebbe, a parità di carico, corrispondentemente una ΔE minore o maggiore di zero, il che mette in evidenza come la tensione del nodo considerato possa essere regolata impegnando, oltre alla potenza assorbita dal carico vero e proprio, una potenza reattiva addizionale di natura capacitiva.

La caratteristica s rappresenta in modo generico i valori prevedibili che può assumere il carico, che qui si ammette induttivo (come la maggior parte dei carichi utilizzatori). Si osservi che la potenza di compensazione Q^* diminuisce di ampiezza al ridursi del carico stesso; in particolare se si volesse mantenere costante una data $\Delta E > 0$ sarebbe necessario, in corrispondenza di bassi carichi, introdurre potenze di compensazione Q_L di natura induttiva.

Naturalmente ogni intervento operato nel modo considerato e diretto a regolarne la tensione si ripercuote con effetti più o meno sensibili sulla tensione degli altri nodi della rete e sulla ripartizione delle correnti nei vari rami, influenzandovi, a seconda dei casi, in maniera favorevole o sfavorevole. A motivo di questa interazione, soprattutto quando si abbia una rete vasta e complessa, è opportuno affrontare, lo studio sistematico dell'intera rete, attuando un adeguato programma di calcolo automatico tramite elaboratore elettronico.

Nella pratica la regolazione di tensione sulla Rete di Trasmissione Nazionale viene effettuata da Terna che definisce i requisiti necessari per partecipare a tale regolazione. Le prescrizioni si applicano agli impianti che siano tenuti o che siano stati scelti per fornire il servizio di regolazione della tensione. Potrà trattarsi di:

- a) impianti di produzione connessi alla RTN (direttamente oppure non direttamente);
- b) impianti utilizzatori direttamente connessi alla RTN;

c) stazioni di trasformazione e/o smistamento facenti parte della RTN;

d) reti di distribuzione connesse alla RTN (incluse le reti appartenenti alle Ferrovie dello Stato).

Gli impianti dei tipi b) e d) ai quali non sia richiesto di partecipare alla regolazione della tensione devono comunque contribuirvi indirettamente nelle modalità descritte all'interno del codice di rete.

La regolazione della tensione è l'insieme delle attività necessarie per contenere entro limiti prefissati le fluttuazioni di tensione in tutte le stazioni (nodi) della RTN, in particolare nei nodi di collegamento con utenti (produttori, distributori, utilizzatori finali). I componenti di impianto che partecipano alla regolazione di tensione sono i seguenti:

- Trasformatori e autotrasformatori; I variatori sotto carico (VSC) degli autotrasformatori di interconnessione tra la rete 380-220 kV e quella 150-132 kV dovranno consentire di variare la tensione secondaria nell'intervallo $V_n \pm 10\%$. Salvo accordi diversi con il Gestore della RTN, i variatori saranno dotati di 11 posizioni, numerate da -5 a +5. La posizione 0 corrisponderà alla tensione nominale. Le possibili modalità di controllo dei variatori di rapporto sotto carico sono le seguenti:
 - manovre eseguite dal proprietario dell'impianto, secondo disposizioni impartite di volta in volta dal Gestore della RTN;
 - asservimento ad un Regolatore Automatico di Tensione;
 - controllo da parte del RRT, che potrà inviare loro telecomandi quali "aumenta" e "diminuisci". Tali telecomandi saranno impartiti singolarmente per ciascun VSC. Negli Accordi complementari sarà indicata la modalità prescelta. Uno stesso variatore potrà essere controllato secondo più di uno dei modi elencati; in tal caso, dovranno essere previsti opportuni meccanismi di mutua esclusione. In particolare, qualora coesistano i modi di controllo b) e c), l'RRT potrà inviare al variatore un comando di esclusione RAT. Per cedere nuovamente il controllo di un variatore al RAT, il RRT non interverrà direttamente, ma invierà un tele segnale al personale di esercizio dell'impianto, che provvederà alle necessarie operazioni di allineamento del set point.
- Gruppi di produzione; alle reti di distribuzione ed agli impianti utilizzatori direttamente connessi alla RTN, che non forniscano il servizio di regolazione della tensione, viene richiesto un contributo indiretto a tale regolazione. I gestori di tali impianti dovranno adottare opportuni provvedimenti per mantenere il fattore di potenza, in ciascun punto di consegna e per ogni condizione di carico, ai valori stabiliti negli Accordi Complementari.
- Condensatori trasversali di rifasamento e reattanze di compensazione; per mantenere la tensione entro i limiti prestabiliti si possono anche utilizzare condensatori di rifasamento e reattanze trasversali le quali possono essere controllate nelle seguenti modalità:
 - manovra da parte del proprietario dell'impianto, secondo disposizioni impartite di volta in volta dal Gestore della RTN;
 - controllo da parte del RRT (cfr. par.4.2.1), che potrà inviare loro i seguenti telecomandi:
 - inserimento;
 - esclusione.

Tali telecomandi saranno impartiti singolarmente per ciascun condensatore o reattore. Prima dell'esecuzione, saranno effettuate, sotto la responsabilità del proprietario dell'impianto, tutte le necessarie verifiche di liceità. L'effettiva modalità di funzionamento, scelta tra quelle elencate, verrà stabilita negli Accordi Complementari. Gli impianti utilizzatori direttamente connessi alla RTN sono tenuti a contribuire alla regolazione della tensione adottando provvedimenti per mantenere il fattore di potenza all'interno di un opportuno campo di valori, che sarà definito negli Accordi Complementari.

Le tensioni nei nodi della RTN sono determinate essenzialmente dai transiti di potenza reattiva sulle linee che la compongono. Per regolare la tensione nei nodi della rete, quindi, è possibile variare opportunamente la produzione (o l'assorbimento) di potenza reattiva degli alternatori, agendo sulla corrente di eccitazione. Tale compito è affidato al Regolatore Automatico di Tensione (R.A.T.) di cui ciascun gruppo di produzione è dotato. Il RAT, intervenendo sul sistema di eccitazione del gruppo, fa in modo che la tensione ai morsetti di macchina assuma, istante per istante, un valore prefissato (tensione di riferimento, V_{rif}). Esistono tre differenti categorie di regolazione:

- Regolazione primaria di tensione;
- Regolazione secondaria di tensione;

Riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione

La fornitura di risorse per la regolazione primaria di tensione si articola in:

- riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione di gruppo;
- riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione di centrale.

La riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione di gruppo consiste nell'asservire la produzione di potenza reattiva di un gruppo di generazione ad un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare la potenza reattiva erogata dal gruppo di generazione sulla base dello scostamento nella tensione ai morsetti del medesimo gruppo di generazione rispetto ad un valore di riferimento. La fornitura delle risorse per il servizio di riserva reattiva della regolazione primaria della tensione di centrale consiste invece nell'asservire la produzione di potenza reattiva dei gruppi di generazione appartenenti ad una centrale ad un dispositivo automatico di regolazione in grado, agendo sul valore di riferimento di tensione, di modulare la potenza reattiva erogata da ciascuno di tali gruppi di generazione sulla base dello scostamento della tensione sulle sbarre AT della centrale di produzione.

Riserva reattiva per la regolazione secondaria di tensione

La fornitura di risorse per il servizio di riserva reattiva nella regolazione secondaria di tensione consiste nell'asservire la produzione di potenza reattiva dei gruppi di generazione appartenenti ad una centrale ad un dispositivo automatico di regolazione centralizzato in grado di modulare la potenza reattiva erogata da ciascuno di tali gruppi di generazione sulla base dello scostamento della tensione di alcuni nodi predefiniti dal Gestore (nodi pilota).

Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico

La partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico consiste nella disponibilità di un gruppo di generazione a partecipare all'attuazione del piano di riaccensione, coordinato dal Gestore, secondo i criteri definiti nell'allegato A.10 "Piano di Riaccensione del sistema elettrico nazionale" del codice di rete.

Accesso alla generazione e alle risorse per il dispacciamento

In questo capitolo andremo ad analizzare le caratteristiche necessarie al fine di poter installare il dispositivo di accumulo funiviario in esame. L'impianto ha lo scopo di accumulare energia, questa può essere immessa in rete ad uso consumo, oppure designata a partecipare nei servizi ancillari di gestione della rete stessa. In una prima fase, quella di accumulo, l'impianto sarà quindi visto dalla rete come un utilizzatore e dovrà perciò rispettare le regole di connessione previste della normativa vigente. Nella seconda fase invece, quella di scarico, dovrà rispettare la normativa riservata agli impianti di produzione per poter immettere l'energia accumulata nella rete. Per quanto riguarda i servizi ancillari, l'accesso è limitato ai produttori di energia aventi idonee caratteristiche. Si studieranno quindi i prerequisiti necessari al loro inserimento.

In Italia l'attività di gestione e controllo viene affidata all'AEEG. L'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il sistema idrico è un organismo indipendente, istituito con la legge 14 novembre 1995, n. 481 con il compito di tutelare gli interessi dei consumatori e di promuovere la concorrenza, l'efficienza e la diffusione di servizi con adeguati livelli di qualità, attraverso l'attività di regolazione e controllo. L'autorità svolge inoltre una funzione consultiva nei confronti di Parlamento e Governo ai quali può formulare segnalazioni, proposte ed esprimersi tramite i testi integrati che, per quanto riguarda il settore dell'energia elettrica, vengono suddivisi in:

- TIBEG: Bonus energia elettrica e gas;
- TIC: Condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione;
- TICA: Condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione;
- TIME: Disposizioni per l'erogazione del servizio di misura;
- TIMM: Monitoraggio del mercato all'ingrosso e del mercato per il servizio di dispacciamento;
- TIMR: Sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio;
- TIQV: Qualità dei servizi di vendita;
- TIS: Regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (settlement);
- TISP: Modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto;
- TISSPC: Regolazione dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo;
- TIT: Disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione;
- TIV: Vendita;
- TUP: Testo unico ricognitivo della produzione elettrica;
- TICOOOP: Testo integrato delle disposizioni per la regolamentazione delle cooperative elettriche per il periodo di regolazione 2012-2015.

L'AEEG controlla l'operato di Terna che si occupa della gestione in sicurezza della Rete di Trasmissione Nazionale. Terna definisce i documenti normativi di riferimento, verificati e approvati dall'AEEG, che vengono pubblicati sul sito della società per poi essere integrati e revisionati periodicamente. Il riferimento principale è il Codice di Rete, anche definito Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete e i suoi allegati. Il Codice di rete trova applicazione nei rapporti tra Terna e gli utenti della rete a partire dal 1 Novembre 2005. Questo è stato predisposto in conformità a quanto previsto nel D.P.C.M. 11 maggio 2004 in materia di unificazione tra proprietà e gestione della rete e sulla base delle direttive dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas di cui alla delibera n. 250/04. Il codice di rete, positivamente verificato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con delibere n. 79/05 e 49/06 nonché dal Ministero delle Attività Produttive, è sottoposto ad un continuo processo di aggiornamento secondo le procedure dallo stesso previste.

Accesso alla generazione

Di seguito vengono catalogati i requisiti necessari per l'accesso alla generazione, applicabili nel caso di un impianto di accumulo funiviario, in Italia:

Descrizione	Riferimento normativo
<p>Le condizioni tecniche per la connessione sono definite:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) dalla Norma tecnica CEI 0-21 nel caso di connessioni alle reti di distribuzione con livello di tensione fino a 1 kV; b) dalla deliberazione ARG/elt 33/08 nel caso di connessioni alle reti di distribuzione con livello di tensione superiore a 1 kV; c) dal Codice di rete nel caso di connessioni alla rete di trasmissione nazionale. <p>Il servizio di connessione è erogato dai gestori di rete, intesi come i soggetti concessionari dei servizi di trasmissione o di distribuzione.</p> <p>Il livello di tensione a cui è erogato il servizio di connessione è determinato sulla base delle seguenti condizioni:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) per potenze in immissione richieste fino a 100 kW, il servizio di connessione è erogato in bassa tensione; b) per potenze in immissione richieste fino a 6.000 kW, il servizio di connessione è erogato in media tensione, fatto salvo quanto previsto alla lettera a); c) le condizioni di cui alle precedenti lettere a) e b) non escludono la possibilità, sulla base di scelte tecniche effettuate dal gestore di rete, di erogare il servizio di connessione in bassa o media tensione per potenze in immissione richieste superiori, rispettivamente, a 100 kW o a 6.000 kW. 	TICA art. 2
<p>Terna e le imprese distributrici con più di 100.000 clienti trasmettono all'Autorità le modalità e le condizioni contrattuali per l'erogazione del servizio di connessione.</p>	TICA art. 3
<p>Le richieste di nuove connessioni:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) riguardanti una potenza in immissione richiesta inferiore a 10.000 kW, devono essere presentate dal richiedente all'impresa distributtrice competente nell'ambito territoriale; b) riguardanti una potenza in immissione richiesta superiore o uguale a 10.000 kW, devono essere presentate dal richiedente a Terna. 	TICA art. 6.1
<p>Per gli impianti di produzione per i quali la misura dell'energia elettrica prodotta coincida con la misura dell'energia elettrica immessa in rete, i misuratori installati ai sensi della normativa vigente sono utilizzati anche per la misura dell'energia elettrica prodotta. Ciascun misuratore che consenta la rilevazione oraria o per fascia oraria delle grandezze elettriche è sincronizzato con un unico riferimento nazionale messo a disposizione dall'Istituto Nazionale di Ricerca Metrologica e a cura del soggetto responsabile della rilevazione e della registrazione delle misure dell'energia elettrica.</p>	TIME art 3.3 3.4
<p>Il soggetto responsabile dell'installazione e della manutenzione dei misuratori è:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) con riferimento ai punti di immissione relativi a impianti di produzione di energia elettrica di potenza nominale non superiore a 20 kW e ai punti di immissione in bassa tensione relativi a impianti di produzione di energia elettrica, fatto salvo quanto disposto dal comma 3.3 dell'Allegato A bis alla deliberazione n. 88/07, il gestore di rete; b) con riferimento ai punti di immissione, relativi a un impianto di produzione di energia elettrica, diversi da quelli di cui alla precedente lettera b), il soggetto titolare dell'impianto medesimo. <p>Il soggetto responsabile della raccolta e della validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica immessa e prelevata è:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) con riferimento ai punti di immissione situati su una rete con obbligo di connessione di terzi, il gestore della medesima rete. 	TIME art 4.1 4.5

Descrizione	Riferimento normativo
<p>Il presente articolo si applica al servizio di misura dell'energia elettrica con riferimento ai punti di prelievo e di immissione in altissima, alta e media tensione. I misuratori relativi ai punti di immissione e di prelievo di cui al precedente comma devono:</p> <ol style="list-style-type: none"> consentire la rilevazione e la registrazione, per ciascuna ora, della potenza prelevata e dell'energia elettrica attiva e reattiva immesse e prelevate nei punti di immissione e di prelievo; essere provvisti di un sistema di segnalazione automatica di eventuali irregolarità del proprio funzionamento; consentire al soggetto nella cui disponibilità si trova il sito in cui è installato il misuratore l'accesso alle rilevazioni e alle registrazioni, con le stesse modalità e indipendentemente dall'accesso alle medesime rilevazioni e registrazioni da parte del soggetto di cui al comma 4.5; essere predisposti per l'installazione, su richiesta del soggetto nella cui disponibilità si trova il sito in cui i misuratori medesimi sono installati ed a spese di quest'ultimo, di dispositivi per il monitoraggio delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica. <p>In alternativa a quanto previsto al comma 5.2, lettera c), il soggetto di cui al comma 4.5 rende disponibili al medesimo soggetto di cui al comma 5.2, lettera c), per via informatica, i dati registrati nel corso del mese, entro il quinto giorno lavorativo del mese successivo a quello in cui i dati sono stati registrati.</p>	<p>TIME art 5.1 5.2 5.3</p>
<p>Tutti i punti di immissione e prelievo in altissima, alta o media tensione, nonché tutti i punti di immissione e prelievo in bassa tensione con potenza disponibile sul punto superiore a 55 kW non corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica, sono trattati esclusivamente su base oraria, fatto salvo quanto previsto al comma 3.2 e al comma 3.4.</p> <p>Nelle more dell'attivazione del trattamento su base oraria ai sensi del comma 3.2, i punti di cui al comma 3.1:</p> <ul style="list-style-type: none"> sono trattati per fasce se provvisti di misuratore orario od elettronico messo in servizio; sono trattati monorari se non provvisti di misuratore orario od elettronico messo in servizio. <p>L'utente del dispacciamento titolare di unità di produzione connessa ad un punto di immissione non trattato su base oraria ha facoltà di chiedere a Terna il trattamento su base oraria del relativo punto di immissione a condizione che il medesimo sia dotato di misuratore orario, secondo modalità definite nelle regole per il dispacciamento.</p>	<p>TIS art 3.1 3.3 3.4</p>
<p>Tutti i punti di immissione e prelievo in bassa tensione dotati di un misuratore elettronico e con potenza disponibile sul punto non superiore a 55 kW non corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica sono trattati esclusivamente per fasce, fatto salvo quanto previsto al comma 4.2.</p>	<p>TIS art 4.1</p>
<p>L'energia elettrica immessa in ciascuna ora in ciascun punto di immissione trattato per fasce è pari al rapporto fra l'energia immessa nel medesimo punto nella fascia oraria e nel mese cui l'ora considerata appartiene e il numero di ore della medesima fascia.</p> <p>L'energia elettrica immessa in ciascuna ora in ciascun punto di immissione trattato monorario è pari al rapporto fra l'energia immessa nel medesimo punto nel mese cui l'ora considerata appartiene e il numero di ore del medesimo mese.</p>	<p>TIS 10.1 10.2</p>
<p>La frequenza nominale della RTN è pari a 50 Hz. In condizioni normali o di allarme la frequenza è mantenuta nell'intervallo 49,9 - 50,1 Hz, con esclusione della Sardegna e della Sicilia dove la frequenza è mantenuta nell'intervallo 49,5 - 50,5 Hz. In condizioni di emergenza o di ripristino la frequenza può variare tra 47,5 Hz e 51,5 Hz.</p>	<p>Codice di rete terna</p>

Requisiti tecnici delle risorse per il dispacciamento

Affronteremo ora i vincoli tecnici imposti da Terna per l'accesso alle risorse per il dispacciamento nel caso di accumulatore funiviario. La normativa vigente non considera impianti di produzione di questo tipo perché non ancora presenti in Italia. Si analizzeranno quindi i requisiti minimi richiesti al fine di valutarne un possibile inserimento.

Risorse per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione

Sono abilitate alla fornitura del servizio di risoluzione delle congestioni in sede di programmazione le Unità Produttive che soddisfano le seguenti condizioni:

- devono essere connesse alla rete di trasmissione con obbligo di connessione di terzi, per essere efficaci ai fini del servizio richiesto;
- non appartengono ad una delle seguenti categorie:
 - UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, in quanto non in grado di modulare efficacemente e prevedibilmente la propria produzione;
 - UP in collaudo per un periodo non superiore a sei mesi (180 giorni) dalla data di primo parallelo alla rete, per ciascun assetto di funzionamento previsto, e comunque per un periodo complessivo non superiore ad un anno, con riferimento alle medesime unità, in quanto non pienamente in grado di modulare efficacemente e prevedibilmente la propria produzione.
- sono in grado di variare, in aumento o decremento, la propria immissione di almeno 10 MW entro 15 minuti dall'inizio della variazione, affinché il contributo dell'unità alla rimozione della congestione sia significativo e compatibile con i tempi stabiliti per la rimozione delle congestioni;
- limitatamente alle unità idroelettriche, il rapporto tra l'energia che può essere erogata in una giornata e la potenza massima dell'unità è almeno pari a 4 ore.

Con riferimento alle UP CIP6/92 e alle UP funzionalmente connesse a cicli produttivi, incluse le UP di cogenerazione, che soddisfano i suddetti requisiti, è data facoltà agli utenti del dispacciamento di presentare richiesta di esenzione dall'abilitazione alla fornitura delle risorse per la risoluzione delle congestioni, sulla base di convenzioni in essere ovvero di documentati limiti tecnici di funzionamento, che provino l'impossibilità alla modulazione della produzione su richiesta del Gestore. La richiesta di esenzione è soggetta alla valutazione del Gestore.

Risorse per la riserva primaria di potenza

Di seguito vengono raccolti i requisiti per l'abilitazione delle risorse necessarie alla regolazione primaria di potenza:

Descrizione	Riferimento normativo
Obbligatoria per tutte le unità produttive rilevanti idonee al servizio	Codice di rete Terna
Tutti i gruppi di potenza nominale superiore a 10 MW e abilitati a partecipare al mercato elettrico.	4.1 Allegato A15
Su richiesta del gestore, i gruppi devono essere in grado di regolare la frequenza, anche se funzionante su una porzione isolata di rete, in modo da riportare e mantenere la frequenza al valore nominale $\pm 0.25\%$ e consentire la rimagliatura di rete.	1B.5.6.1.1 Codice di Rete
Ogni gruppo di generazione deve essere dotato di un regolatore di velocità, il cui segnale di riferimento del carico possa essere variato da 0 al 100% del carico nominale in un tempo massimo di 50 s.	1B.5.7 Codice di Rete
Il regolatore deve possedere grado di statismo tarabile tra il 2% e 8%, coordinato dal gestore di rete tenendo conto delle caratteristiche del gruppo di generazione, dell'ubicazione dell'impianto nella RTN e della eventuale partecipazione dell'impianto alla riaccensione, con qualunque punto di lavoro corrispondente alle frequenze comprese fra 47,5 Hz e 51,5 Hz e con qualunque carico compreso fra il minimo tecnico e la potenza massima generabile dal gruppo.	1B.5.7 Codice di Rete
Il regolatore deve possedere tolleranza massima sulla misura di velocità 0.02%.	1B.5.7 Codice di Rete
Il regolatore deve possedere zona di insensibilità massima ± 10 mHz.	1B.5.7 Codice di Rete
Se un unità produttiva ha almeno uno dei gruppi di generazione idonei alla regolazione primaria di potenza ha l'obbligo di fornire le risorse per la riserva primaria. <ul style="list-style-type: none"> • nella zona Sardegna, l'UdD deve rendere disponibile una banda di regolazione non inferiore a $\pm 10\%$ della potenza efficiente di ciascun gruppo di generazione idoneo costituente l'UP; • nelle altre zone, l'UdD deve rendere disponibile una banda di regolazione non inferiore a $\pm 1,5\%$ della potenza efficiente di ciascun gruppo di generazione idoneo costituente l'UP; • nelle zone appartenenti alla regione Sicilia, deve essere resa disponibile una banda di regolazione non inferiore a $\pm 10\%$ della potenza efficiente di ciascun gruppo di generazione idoneo costituente l'UP, nei periodi orari in cui è prevista l'apertura dell'interconnessione con il Continente. Gli UdD titolari di unità di produzione cui appartengono gruppi di generazione idonei, sono tenuti alla registrazione nel Registro delle unità di produzione di dati tecnici di potenza massima e minima di assetti e fasce di funzionamento.	4.4.22 Codice di Rete

Descrizione	Riferimento normativo
<p>Modalità di fornitura del servizio in condizioni normali: Ogni UP deve erogare una quota ΔP_e della banda di riserva primaria disponibile tenendo conto dell'entità della variazione di frequenza Δf e del grado di statismo permanente σ_p impostato nel regolatore in funzione della relazione:</p> $\Delta P_e = -(\Delta f/50) * (P_{eff}/\sigma_p) * 100$ <p>Non è consentita nessuna limitazione di ampiezza e di gradiente alla fornitura della riserva primaria; le modalità di erogazione del contributo di regolazione primaria devono rispettare le seguenti prescrizioni:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Entro 15 secondi dall'inizio della variazione di frequenza deve essere erogata almeno metà della ΔP_e richiesta; • Entro 30 secondi dall'inizio della variazione di frequenza deve essere erogata tutta la ΔP_e richiesta. <p>Trascorsi 30 secondi dall'inizio della variazione di frequenza, e se lo scarto di frequenza persiste, tutte le UP regolanti devono continuare ad aumentare, o diminuire, la potenza erogata in funzione dell'errore di frequenza. Una volta attuata la variazione di potenza ΔP_e richiesta dalla regolazione primaria, l'UP deve essere in grado di continuare ad erogare stabilmente il nuovo valore di potenza risultante per almeno 15 minuti consecutivi.</p>	<p>4.4 Allegato A16</p>
<p>Modalità di fornitura del servizio in condizioni di emergenza: In condizioni di emergenza e per potenze generate comprese tra la potenza massima e minima erogabili, come definite nel par. 5.3 dell'allegato A15, la quota ΔP_e della banda di riserva primaria disponibile è stabilita dalla stessa relazione valida per le condizioni normali di esercizio. Pertanto, ogni UP deve erogare, se richiesto dall'entità della variazione, tutto il margine di potenza disponibile fino al raggiungimento di uno dei limiti operativi di massima, o minima potenza, dichiarati nel RUP per quell'impianto. La citata variazione di potenza deve essere erogata con il massimo gradiente tollerabile per il funzionamento continuativo dell'impianto, certificato dal Titolare con prove di tipo, ovvero il massimo gradiente che non compromette il funzionamento continuativo del ciclo del combustibile, termico e elettromeccanico dell'impianto. Tale gradiente deve essere significativamente superiore al 3% al minuto della P_{eff} dell'unità di produzione.</p>	<p>4.5 Allegato A15</p>

Risorse per la riserva secondaria di potenza

Di seguito vengono raccolti i requisiti necessari per la regolazione secondaria di potenza:

Descrizione	Riferimento normativo
La regolazione secondaria è facoltativa. Qualora una UP si abiliti al servizio è tenuta a preservare offerta su MSD e ha l'obbligo di formulare offerte.	Codice di rete Terna
Deve essere in grado di ricevere dal Regolatore centralizzato di Rete, comandi remoti di variazione del segnale di riferimento di potenza, sotto forma di un livello percentuale, variabile tra 0 e 100% riferito alla riserva di regolazione secondaria disponibile.	Allegato A15
Nel caso di impianti formati da più UP, devono essere dotati di un dispositivo in grado di ripartire la potenza attiva fra le UP in regolazione.	Allegato A15
Gli impianti di produzione abilitati alla fornitura del servizio di regolazione secondaria della frequenza/potenza devono rendere disponibile una riserva secondaria di potenza non inferiore a: <ul style="list-style-type: none"> il maggiore tra ± 10 MW e il $\pm 6\%$ della potenza massima per le UP termoelettriche. Nel caso di UP a ciclo combinato il valore della riserva va riferito alla potenza complessiva di tutto l'assetto dell'UP; il $\pm 15\%$ della potenza massima per le UP idroelettriche. 	Allegato A15
Le UP che partecipano alla regolazione secondaria di frequenza/potenza devono rendere disponibile una riserva di regolazione totale data dalla somma della riserva primaria e secondaria.	Allegato A15
Per l'erogazione della riserva secondaria, il gradiente di variazione di potenza deve essere non inferiore alla velocità di variazione del segnale di Livello di teleregolazione. Tale velocità di variazione è comunicata da TERNA ed è funzione della costante di tempo integrale T impostata nel Regolatore di Rete.	Allegato A15
Variazione massima 0-100% della banda di regolazione in 200 s per le UP. Per le UP della Sardegna e della Sicilia, quest'ultima quando il collegamento con il Continente è aperto, il segnale inviato da TERNA sarà caratterizzato da una costante di tempo pari a 100 s per una variazione 0-100% del livello.	Allegato A15
La riserva secondaria richiesta deve poter essere erogata con continuità per un tempo massimo non inferiore a 2 ore.	Allegato A15
TERNA richiede di attivare la regolazione ILF per tutte le UP, in accordo al seguente schema di funzionamento: <ul style="list-style-type: none"> attivazione per un errore di frequenza maggiore di $\pm 0,3$ Hz; inibizione per un errore di frequenza minore di $\pm 0,1$ Hz 10; gradiente di variazione di carico non inferiore a quello dichiarato in RUP statico. La Regolazione con ILF esegue un by-pass della regolazione secondaria, si affianca alla regolazione primaria, che contemporaneamente deve continuare a lavorare in automatico senza essere bloccata.	Allegato A15
L'azione dell'ILF si disinserisce, senza resettare l'integratore, quando la variazione di frequenza rientra nei limiti di $\pm 0,1$ Hz. Successivamente alla prima inserzione è sufficiente superare il limite di variazione di $\pm 0,1$ affinché si attivi nuovamente l'ILF. L'esclusione definitiva è affidata all'operatore della sala manovra (o centro di conduzione) con un comando manuale quando, su indicazioni di TERNA, è ripristinato uno stato di funzionamento normale per il sistema elettrico. TERNA accetta anche un ripristino automatico dopo 5 minuti che la frequenza è rientrata nel range $\pm 0,03$ Hz.	Allegato A15

Risorse per la riserva terziaria di potenza

Di seguito vengono raccolti i requisiti necessari per la regolazione terziaria di potenza:

Descrizione	Riferimento normativo
La regolazione terziaria di potenza è facoltativa. Qualora una UP si abiliti al servizio è tenuta a presentare offerta su MSD e ha l'obbligo di formulare offerte.	Codice di rete Terna
La regolazione terziaria, a differenza delle precedenti, viene eseguita su richiesta di TERNA, che impartisce disposizioni di esercizio come l'entrata in servizio di UP di riserva o la variazione della potenza prodotta da UP già in servizio.	Allegato A15
I margini di riserva terziaria di potenza a salire debbono essere costituiti nei programmi in esito a MSD di: <ul style="list-style-type: none"> • UPA in parallelo con la rete ma non eroganti la massima potenza; • UPA in grado di sincronizzarsi con la rete nei tempi definiti dal Gestore, di seguito riportati. 	Cap. 4 Codice di rete
I margini di riserva terziaria di potenza a scendere debbono essere costituiti nei programmi in esito a MSD di: <ul style="list-style-type: none"> • UPA in parallelo con la rete ma non eroganti la minima potenza; • UPA in grado di azzerare le proprie immissioni in tempi contenuti. 	Cap. 4 Codice di rete
Il margine complessivo di riserva terziaria di potenza a salire è suddiviso nelle seguenti tipologie, caratterizzate principalmente dal differente tempo di risposta alla richiesta del Gestore: <ul style="list-style-type: none"> • Riserva Pronta, costituita dall'incremento (decremento) di produzione che può essere immesso (prelevato) in rete entro 15 minuti dalla richiesta del Gestore. Questa riserva ha lo scopo di ricostituire la banda di riserva secondaria di potenza entro i tempi previsti dalla normativa ENTSO-E e di mantenere il bilancio di sistema in caso di variazioni rapide di fabbisogno (a titolo esemplificativo, rampa di presa di carico) con requisiti di velocità e continuità. • Riserva di Sostituzione, costituita dall'incremento (decremento) di produzione che può essere immesso (prelevato) in rete entro 120 minuti dalla richiesta del Gestore e che può essere sostenuto senza limitazioni di durata. Questa riserva ha lo scopo di ricostituire la riserva terziaria pronta a fronte di scostamenti del fabbisogno, dell'immissione di fonti rinnovabili non programmabili, di avarie dei gruppi di produzione la cui durata sia di qualche ora. 	Cap. 4 Codice di rete
Sono abilitate alla fornitura del servizio di riserva terziaria di potenza le UP rilevanti che devono essere connesse alla rete di trasmissione con obbligo di connessione di terzi, per essere efficaci ai fini del servizio richiesto.	Cap. 4 Codice di rete
Devono essere in grado di iniziare a variare, in aumento o in decremento, la propria immissione entro 5 minuti dall'inizio della variazione richiesta tramite un ordine di dispacciamento, qualora già sincronizzate con la rete.	Cap 4 Codice di rete
Devono essere in grado di variare, in aumento o decremento, la propria immissione di almeno 10 MW entro 15 minuti dall'arrivo di un ordine di dispacciamento.	Cap. 4 Codice di rete
Limitatamente alle unità idroelettriche, il rapporto tra l'energia che può essere erogata in una giornata e la potenza massima dell'unità è almeno pari a 4 ore;	Cap. 4 Codice di rete
Il punto di controllo fisico dell'unità deve essere presidiato ed in grado di eseguire ordini di dispacciamento 24 ore su 24 e 7 giorni su 7.	Cap 4 Codice di rete
Sono abilitate alla fornitura di Riserva di sostituzione le UP abilitate alla fornitura del servizio di riserva terziaria di potenza che sono in condizione di erogare il servizio senza limitazione di durata.	Cap. 4 Codice di rete

Descrizione	Riferimento normativo
<p>Sono abilitate alla fornitura di Riserva pronta le UP abilitate alla fornitura del servizio di riserva terziaria di potenza che soddisfano i seguenti requisiti aggiuntivi:</p> <ul style="list-style-type: none"> • sono in grado di variare in aumento (decremento) la propria immissione con un gradiente almeno pari a 50 MW/min; • sono caratterizzate da tempi di cambio assetto in aumento (decremento) inferiori ad 1 ora. <p>Ove per gradiente si intende il massimo gradiente in aumento (diminuzione) degli assetti di funzionamento associati a fasce valide e per tempo di cambio assetto in aumento (diminuzione) si intende il massimo tempo di cambio assetto in aumento (diminuzione) degli assetti di funzionamento associati a fasce valide.</p>	<p>Cap. 4 Codice di rete</p>
<p>Hanno l'obbligo installare presso il punto di controllo fisico dell'unità gli strumenti software forniti o individuati dal Gestore per la ricezione degli ordini di dispacciamento.</p>	<p>Cap. 4 Codice di rete</p>
<p>Hanno l'obbligo di installare presso il punto di controllo fisico dell'unità un sistema di comunicazione telefonico da utilizzare anche in caso di indisponibilità del sistema informatico per il ricevimento degli ordini di dispacciamento.</p>	<p>Cap. 4 Codice di rete</p>
<p>Hanno l'obbligo di rendere completamente disponibile, in via esclusiva, al Gestore l'utilizzo dei margini residui rispetto alla potenza massima e rispetto all'azzeramento dell'immissione o rispetto alla potenza minima nel caso di unità esentate dalla presentazione di offerta di Spegnimento di cui al paragrafo 4.3.2.7 punto a) del cap. 4 del codice di rete, a valle della definizione dei programmi aggiornati cumulati.</p>	<p>Cap. 4 Codice di rete</p>
<p>Hanno l'obbligo di comunicare al Gestore, ai fini della definizione dei programmi vincolanti ed entro i termini temporali di cui alla sezione 4.9.1 del cap.4 del codice di rete ("Obbligo di comunicazione di informazioni relative alle UP abilitate"), temporanee variazioni o indisponibilità relativamente al servizio di bilanciamento.</p>	<p>Cap. 4 Codice di rete</p>
<p>Hanno l'obbligo di presentare offerta sul MSD. Gli UdD sono esentati dall'obbligo qualora ricorrano le condizioni elencate nella sezione 4.8.3 del cap.4 del codice di rete.</p>	<p>Cap. 4 Codice di rete</p>

Risorse per il bilanciamento

Sono abilitate alla fornitura del servizio di bilanciamento le UP rilevanti che soddisfano le seguenti condizioni:

- devono essere connesse alla rete di trasmissione con obbligo di connessione di terzi, per essere efficaci ai fini del servizio richiesto;
- non appartengono ad una delle seguenti categorie:
 - UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, in quanto non in grado di modulare efficacemente e prevedibilmente la propria produzione;
 - le UP in collaudo per un periodo non superiore a sei mesi (180 giorni) dalla data di primo parallelo alla rete, per ciascun assetto di funzionamento previsto, e comunque per un periodo complessivo non superiore ad un anno, con riferimento alle medesime unità, in quanto non pienamente in grado di modulare efficacemente e prevedibilmente la propria produzione.
- sono in grado di iniziare a variare, in aumento o in decremento, la propria immissione entro 5 minuti dall'inizio della variazione richiesta tramite un ordine di dispacciamento, qualora già sincronizzate con la rete;
- sono in grado di variare, in aumento o decremento, la propria immissione di almeno 3 MW entro 15 minuti dall'arrivo di un ordine di dispacciamento;
- limitatamente alle unità idroelettriche, il rapporto tra l'energia che può essere erogata in una giornata e la potenza massima dell'unità è almeno pari a 4 ore;
- il punto di controllo fisico dell'unità è presidiato ed in grado di eseguire ordini di dispacciamento 24 ore su 24 e 7 giorni su 7.

Con riferimento alle UP CIP6/92 e alle UP funzionalmente connesse a cicli produttivi, incluse le UP di cogenerazione, che soddisfano i suddetti requisiti, è data facoltà agli utenti del dispacciamento di presentare richiesta di esenzione dall'abilitazione alla fornitura delle risorse per il bilanciamento, sulla base di convenzioni in essere ovvero di documentati limiti tecnici di funzionamento, che provino l'impossibilità alla modulazione della produzione su richiesta del Gestore. La richiesta di esenzione è soggetta alla valutazione del Gestore.

Riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione

Di seguito vengono raccolti i requisiti necessari per la regolazione primaria di tensione:

Descrizione	Riferimento normativo
Il servizio di regolazione primaria di tensione è obbligatorio per le UP rilevanti idonee al servizio.	Codice di rete Terna
Il regolatore di tensione deve avere errore di tensione massimo ammissibile $\pm 0,5\%$.	Cap. 1 Codice di rete
Il regolatore di tensione deve avere riferimento di tensione Tarabile tra $80\% V_n$ e $110\% V_n$.	Cap. 1 Codice di rete
Il regolatore di tensione deve avere Ceiling a funzionamento nominale: <ul style="list-style-type: none"> Eccitatrici statiche: 200% Altre eccitatrici: 160% 	Cap. 1 Codice di rete
Il regolatore di tensione deve avere tempo di mantenimento del ceiling in caso di corto circuito vicino (per generatori di potenza > 100 MVA) 2 s.	Cap. 1 Codice di rete
Il regolatore di tensione deve avere corrente di campo massima per 10 s (per generatori di potenza > 100 MVA) 150% .	Cap. 1 Codice di rete
Il regolatore di tensione deve avere compound positivo (per generatori di potenza > 50 MVA) 70% - 80% della c.d.t. sul trasformatore elevatore.	Cap. 1 Codice di rete
Il limite di sovraeccitazione deve essere temporaneamente superabile per consentire il forzamento della corrente di campo in caso di guasto nella RTN.	Cap. 1 Codice di rete
Il sistema di eccitazione (per le eccitatrici statiche) deve funzionare regolarmente anche con tensione di alimentazione pari al 20% della propria tensione nominale.	Cap. 1 Codice di rete
Per generatori di potenza superiore a 100 MW, devono essere previsti dispositivi di stabilizzazione ("Power System Stabilizer", PSS) che agiscano sul sistema di eccitazione in modo da smorzare le pendolazioni di potenza causate da disturbi sulla RTN. Le tarature di tali dispositivi devono essere concordate con il Gestore nell'ambito della documentazione di connessione.	Cap. 1 Codice di rete
Per l'idoneità al servizio di riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione di centrale, ciascuna centrale deve essere dotata di un Sistema Autonomo per la Regolazione della Potenza Reattiva e della Tensione (SART) conforme alle specifiche riportate nell'allegato A.16 "Sistema Automatico per la Regolazione della Tensione (SART) per centrali elettriche di produzione" di cui all'Appendice A del capitolo 4 del codice di rete Per accertare che il gruppo sia idoneo al servizio, il Gestore verifica che i dati tecnici dichiarati da ciascun UdD nel Registro delle unità di produzione, siano conformi ai requisiti prescritti.	Cap. 4.4.7.2 Codice di rete
Riserva di potenza reattiva per la regolazione primaria di tensione di gruppo di Generazione: Gli Utenti del Dispacciamento hanno l'obbligo di fornire le risorse per il servizio di potenza reattiva per la regolazione primaria di tensione di gruppo con riferimento a tutti i gruppi di generazione idonei costituenti le UP nella propria titolarità. Gli Utenti del Dispacciamento, con riferimento a gruppi di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA, previo consenso del Gestore, hanno facoltà di fornire la predetta risorsa erogando un valore prefissato di potenza reattiva oppure modulando la potenza reattiva erogata dai medesimi gruppi di generazione sulla base dello scostamento del fattore di potenza rispetto ad un valore di riferimento.	Cap. 4.4.7.3 Codice di rete
Riserva di potenza reattiva per la regolazione primaria di tensione di centrale. Gli UdD hanno l'obbligo di fornire le risorse per il servizio di potenza reattiva per la regolazione primaria di tensione di centrale con riferimento a tutti i gruppi di generazione appartenenti ad una centrale, nel caso in cui almeno uno di tali gruppi di generazione idonei abbia potenza superiore a 100 MVA. L'UdD dovrà rendere disponibile la massima potenza reattiva (in erogazione o in assorbimento) compatibile con le caratteristiche tecniche di ciascun gruppo di generazione.	Cap. 4.4.7.3 Codice di rete.

Descrizione	Riferimento normativo
<p>Gruppi che partecipano alla regolazione di frequenza: I gruppi in questione devono essere dotati di regolatori di tensione in grado di assicurare almeno le seguenti prestazioni funzionali:</p> <ul style="list-style-type: none"> • funzionamento automatico in regolazione di tensione ai morsetti di macchina in tutto il campo di funzionamento ammesso dalla curva di capability, con errore compreso nel campo $\pm 0,2\%$ (se si tratta di generatori termoelettrici) o $\pm 0,5\%$ (per generatori idroelettrici) del valore impostato; • riferimento di tensione impostabile nel campo da 80% Vn a 110% Vn; • ceiling positivo non inferiore al 200% della tensione di eccitazione alle condizioni nominali di funzionamento del generatore nel caso di eccitatrici statiche ed al 160% della stessa negli altri casi; • limitazione del funzionamento in regime di sovraeccitazione o sottoeccitazione, per il rispetto delle curve di prestazione della macchina. Il limite di sovraeccitazione deve comunque essere temporaneamente superabile per permettere il forzamento richiesto in caso di guasto, e deve variare con la tensione del generatore per adattarsi, di volta in volta, alla "curva di capability"; • per generatori di potenza superiore a 50 MW, correzione del riferimento di tensione con una funzione di compound per la potenza reattiva, in modo da compensare il 70-80% della caduta di tensione sul trasformatore elevatore, calcolata in condizioni nominali di funzionamento; • per generatori di potenza superiore a 100 MW, il sistema di eccitazione deve consentire il mantenimento della tensione di ceiling, in caso di cortocircuito ai morsetti AT del trasformatore elevatore, almeno per le seguenti durate, a seconda della tensione nominale della rete cui il generatore è collegato: 2s per la rete 150- 132 kV; 2,6 s, per la rete 220 kV; 4 s, per la rete 380 kV. Il sistema di eccitazione deve inoltre consentire sovraccarichi con corrente di campo fino al 150% per una durata non inferiore a 10 s; • il sistema di eccitazione (per le eccitatrici statiche ad alimentazione diretta) deve funzionare regolarmente anche con tensione di alimentazione pari al 20% della propria tensione nominale; • per generatori di potenza superiore a 100 MW, devono essere previsti segnali stabilizzanti per lo smorzamento delle pendolazioni di potenza ("power swing") in presenza di disturbi sulla RTN. 	<p>Allegato A14.</p>
<p>Gruppi che non partecipano alla regolazione di frequenza: I gruppi che non partecipano alla regolazione di frequenza devono essere dotati di regolatori di tensione in grado di assicurare almeno le seguenti prestazioni funzionali:</p> <ul style="list-style-type: none"> • funzionamento automatico in regolazione di tensione ai morsetti di macchina in un campo di funzionamento eventualmente ridotto rispetto a quello ammesso dalla curva di capability con errore compreso nel $\pm 0,5\%$ del valore impostato; tale campo, di norma, potrà essere limitato in potenza reattiva a quello compreso tra le potenze reattive nominali in sottoeccitazione e sovraeccitazione; • riferimento di tensione di norma fisso nel funzionamento in parallelo, ma tarabile nel campo delle tensioni normali del generatore; • limitazione del funzionamento in regime di sovraeccitazione o sottoeccitazione per il rispetto delle curve di prestazione della macchina. 	<p>Allegato A14.</p>

Riserva reattiva per la regolazione secondaria di tensione

Di seguito vengono raccolti i requisiti necessari per la regolazione secondaria di tensione:

Descrizione	Riferimento normativo
Obbligatoria per le UP rilevanti idonee al servizio.	Codice di rete Terna
Per la partecipazione al servizio di riserva reattiva per la regolazione secondaria di tensione, ciascuna centrale dovrà essere dotata di un Sistema Autonomo per la Regolazione della Potenza Reattiva e della Tensione (SART) e di apparati di telecomunicazione in grado di scambiare con il Regolatore Regionale di Tensione (RRT) tutte le informazioni necessarie.	Cap. 4 codice di rete.
Ciascuna centrale dovrà essere dotata di un Sistema Autonomo per la Regolazione della Potenza Reattiva e della Tensione (nel seguito indicato con SART). Il SART agisce sui singoli gruppi di centrale, in modo da far erogare o assorbire a ciascuno una potenza reattiva percentuale pari alla telemisura Qrif ricevuta.	Allegato A14.
<p>Il SART, che controllerà in modo automatico i gruppi asserviti alla Regolazione secondaria di Tensione, dovrà essere in grado di funzionare in due diverse modalità, l'una alternativa all'altra:</p> <ul style="list-style-type: none">• funzionamento "in locale": il SART regola la tensione sulla sbarra AT di stazione; per fare ciò, elabora localmente il segnale di potenza reattiva Qrif, e lo attua con il contributo dei gruppi in servizio, nel modo già descritto.• reattiva (funzionamento a distanza ("teleregolazione"): il SART riceve dal RRT un segnale di livello di potenza Qrif), e lo attua con il contributo di tutti i gruppi che si trovano in servizio in un certo istante. Per fare ciò, il SART modifica in maniera opportuna i setpoint dei regolatori di tensione dei singoli gruppi. <p>Il passaggio dall'una all'altra modalità di funzionamento non dovrà dar luogo a transitori inaccettabili per i gruppi o per la rete, nè richiedere manovre di allineamento manuale. Il segnale di riferimento per la potenza reattiva (Qrif) sarà espresso in percentuale, e può essere maggiore o minore di zero.</p>	Allegato A14.

Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico

Ai fini dell' idoneità alla rialimentazione del sistema elettrico, almeno uno tra i gruppi di generazione associati alla UP deve essere in grado di garantire uno dei comportamenti di seguito riportati, secondo quanto prescritto nel documento A.10 "Piano di Riaccensione del sistema elettrico nazionale":

- a) effettuare un avviamento autonomo in assenza di alimentazione esterna garantendo la regolazione della tensione e della frequenza;
- b) eseguire correttamente il rifiuto di carico e rimanere in funzionamento stabile senza essere connesso alla rete alimentando esclusivamente i propri servizi ausiliari.

Con riferimento al punto (b) i gruppi di generazione devono rimanere in condizioni di funzionamento stabili, alimentando i propri servizi ausiliari dai rispettivi trasformatori di unità, per un tempo pari ad almeno 12 ore. La durata richiesta del servizio potrà essere soggetta a revisione sulla base delle risultanze delle prove e delle esigenze di esecuzione della riaccensione.

Agli UdD è data facoltà, in riferimento a singoli gruppi di generazione, di richiedere deroghe a quanto prescritto, in caso di documentata impossibilità tecnica.

Inserimento nel panorama normativo italiano del sistema di accumulo funiviario

Nel capitolo precedente sono state riassunte, per ogni servizio, le caratteristiche tecniche necessarie al fine di valutare un possibile inserimento del progetto di accumulo funiviario come risorsa per il dispacciamento e dispositivo di accumulo energetico. La normativa vigente non considera la tecnologia in analisi e per la maggior parte si riferisce all'erogazione di potenza derivante da macchine sincrone. In essa vengono infatti definiti vincoli prestazionali specifici di queste macchine, nel caso in esame però, a regolare la potenza in uscita e in entrata è un inverter elettronico. La caratteristica intrinseca di questi dispositivi, la loro adattabilità, permette di raggiungere senza particolari problemi le performance esterne richieste ai motori sincroni soddisfacendo così la maggior parte dei requisiti di accesso richiesti.

I vincoli rimangono quindi la potenza nominale dell'impianto e il tempo di erogazione del servizio. La potenza nominale dell'impianto dipenderà dal numero di carichi agganciati alla fune e dalle eventuali linee in parallelo, il tempo massimo di erogazione del servizio dipenderà invece dall'energia immagazzinata e quindi, supponendo di avere un SoC del 100%, dalle dimensioni del magazzino a monte. Di seguito si riassumono quindi le caratteristiche necessarie per ogni servizio, quando specificato dalla normativa verranno considerati per similitudine i vincoli imposti alle centrali idroelettriche:

<i>Servizio</i>	<i>Potenza</i>	<i>Tempo</i>
<i>Risorse per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione.</i>	<i>10 MW</i>	<i>E/P=4ore come nel caso di centrali idroelettriche</i>
<i>Risorse per la riserva primaria di potenza.</i>	<i>10 MW</i>	<i>15 minuti 30 secondi</i>
<i>Risorse per la riserva secondaria di potenza.</i>	<i>10MW± 15% =11,5 MW</i>	<i>2 ore</i>
<i>Risorse per la riserva terziaria di potenza.</i>	<i>10 MW</i>	<i>E/P=4 ore per la riserva pronta di energia come nel caso di centrali idroelettriche</i>
		<i>Infinito per la riserva in sostituzione di energia</i>
<i>Risorse per il bilanciamento.</i>	<i>3 MW</i>	<i>E/P=4ore come nel caso di centrali idroelettriche</i>
<i>Riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione.</i>	<i>Nessuno</i>	<i>Nessuno</i>
<i>Riserva reattiva per la regolazione secondaria di tensione.</i>	<i>Nessuno</i>	<i>Nessuno</i>
<i>Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico.</i>	<i>Nessuno</i>	<i>12 ore</i>

Per avere un riscontro tangibile sull'applicabilità di questo sistema, andremo ad ipotizzare di adattare l'impianto dello studio preliminare, ai requisiti minimi richiesti dalla normativa in modo da verificarne la fattibilità. Manterremo quindi un dislivello di installazione dell'impianto di 830 metri, caratteristica rintracciabile senza eccessiva difficoltà all'interno del territorio italiano. Ipotizzarne una molto minore graverebbe sulle prestazioni dell'impianto e quindi probabilmente non ne giustificerebbe l'installazione mentre estremizzarla aumentandone troppo il valore limiterebbe il numero dei siti d'installazione disponibili. Si è deciso quindi di optare per un dislivello medio che può essere trovato in più siti geografici. La massa dei carichi, il numero totale delle masse trasportate nel dislivello e la loro distanza sulla fune rimangono infine invariati rispetto al progetto precedente.

Andremo ad agire sulla potenza nell'unico modo possibile, rispettando i vincoli fisici del precedente sistema, ossia installando più linee in parallelo. Successivamente, per rispettare i vincoli temporali di erogazione, si definiranno il numero di carichi che sarà necessario accumulare per poter erogare l'energia necessaria e il volume che essi occuperebbero all'interno del magazzino dove verrebbero depositati. Le relazioni matematiche utilizzate per la valutazione approssimativa sono quelle citate nei capitoli precedenti.

Servizio	Vincolo di accesso in potenza	Vincolo di accesso in tempo
Risorse per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione.	Maggiorando la potenza necessaria, onde dimensionare una linea asimmetrica con potenza minore delle altre, si prevede l'installazione di <u>5 linee</u> in parallelo ognuna in grado di generare una $P_n = 2,25MW$ e quindi per una potenza complessiva di <u>$P=11,25 MW$</u> .	Il vincolo temporale impone al sistema di essere in grado di immagazzinare un energia nominale di almeno $En=45MWh$. Questo sarà possibile solo con un quantità totale di carichi immagazzinati di almeno <u>3979 componenti</u> . Il magazzino di deposito dovrà quindi avere un volume di almeno <u>10713 metri cubi</u> .
Risorse per la riserva primaria di potenza.	Maggiorando la potenza necessaria, onde dimensionare una linea asimmetrica con potenza minore delle altre, si prevede l'installazione di <u>5 linee</u> in parallelo ognuna in grado di generare una $P_n = 2,25MW$ e quindi per una potenza complessiva di <u>$P=11,25 MW$</u> .	Il vincolo temporale impone al sistema di essere in grado di immagazzinare un energia nominale di almeno $En=2.9MWh$. Questo sarà possibile solo con un quantità totale di carichi immagazzinati di almeno <u>257 componenti</u> . Il magazzino di deposito dovrà quindi avere un volume di almeno <u>692 metri cubi</u> .
Risorse per la riserva secondaria di potenza.	La norma non pone un vincolo specifico di accesso per la potenza ma una percentuale sulla potenza nominale di dimensionamento pari al $\pm 15\%$ in aggiunta al margine per la riserva primaria di potenza, considereremo quindi un impianto con <u>6 linee</u> di potenza nominale $P=2,25MW$ e quindi per una potenza complessiva di <u>$P=13,5 MW$</u> .	Il vincolo temporale impone al sistema di essere in grado di immagazzinare un energia nominale di almeno $En=27MWh$. Questo sarà possibile solo con un quantità totale di carichi immagazzinati di almeno <u>2387 componenti</u> . Il magazzino di deposito dovrà quindi avere un volume di almeno <u>6427 metri cubi</u> .
Risorse per la riserva terziaria di potenza.	Maggiorando la potenza necessaria, onde dimensionare una linea asimmetrica con potenza minore delle altre, si prevede l'installazione di <u>5 linee</u> in parallelo ognuna in grado di generare una $P_n = 2,25MW$ e quindi per una potenza complessiva di <u>$P=11,25 MW$</u> .	Il vincolo temporale della riserva pronta di energia impone al sistema di essere in grado di immagazzinare un energia nominale di almeno $En=45MWh$. Questo sarà possibile solo con un quantità totale di carichi immagazzinati di almeno <u>3979 componenti</u> . Il magazzino di deposito dovrà quindi avere un volume di almeno <u>10713 metri cubi</u> . Per la riserva in sostituzione di energia non è possibile avere un deposito di energia infinita, questo servizio quindi, non rientrerà in quelli richiesti all'impianto in esame.
Risorse per il bilanciamento.	Maggiorando la potenza necessaria, onde dimensionare una linea asimmetrica con potenza minore delle altre, si prevede l'installazione di <u>2 linee</u> in parallelo ognuna in grado di generare una $P_n = 2,25MW$ e quindi per una potenza complessiva di <u>$P=4,5 MW$</u> .	Il vincolo temporale impone al sistema di essere in grado di immagazzinare un energia nominale di almeno $En=18MWh$. Questo sarà possibile solo con un quantità totale di carichi immagazzinati di almeno <u>1592 componenti</u> . Il magazzino di deposito dovrà quindi avere un volume di almeno <u>4287 metri cubi</u> .
Riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione.	La norma non impone nessun vincolo in potenza, ipotizzerò quindi un impianto con <u>1 linea</u> di potenza nominale <u>$P=2,25MW$</u>	La norma non impone nessun vincolo energetico, lascerò quindi invariato il sistema rispetto a quello considerato in principio, avente $En=3,62 MWh$ con <u>320 componenti</u> immagazzinati e dimensioni del magazzino di <u>862 metri cubi</u> .
Riserva reattiva per la regolazione secondaria di tensione.	La norma non impone nessun vincolo in potenza, ipotizzerò quindi un impianto con <u>1 linea</u> di potenza nominale <u>$P=2,25MW$</u>	La norma non impone nessun vincolo energetico, lascerò quindi invariato il sistema rispetto a quello considerato in principio, avente $En=3,62 MWh$ con <u>320 componenti</u> immagazzinati e dimensioni del magazzino di <u>862 metri cubi</u> .
Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico.	La norma non impone nessun vincolo in potenza, ipotizzerò quindi un impianto con <u>1 linea</u> di potenza nominale <u>$P=2,25MW$</u>	Il vincolo temporale impone al sistema di essere in grado di immagazzinare un energia nominale di almeno $En=27MWh$. Questo sarà possibile solo con un quantità totale di carichi immagazzinati di almeno <u>2388 componenti</u> . Il magazzino di deposito dovrà quindi avere un volume di almeno <u>6430 metri cubi</u> .

Conclusioni

Analizzando i risultati emersi appare evidente che alcuni servizi sono facilmente erogabili dall'impianto, altri presentano vincoli costruttivi e alcuni non possono essere realizzati. Il servizio di riserva per la riserva terziaria di potenza in sostituzione non rientra tra quelli attuabili dall'impianto, esso infatti ha l'evidente limite che impone l'accesso esclusivamente a fonti in grado di erogare il servizio senza limitazioni di durata. Questo non è sicuramente possibile trattandosi di un dispositivo di accumulo. I seguenti servizi invece hanno evidenti limiti geologici e strutturali da rispettare:

- risorse per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione;
- risorse per la riserva primaria di potenza;
- risorse per la riserva secondaria di potenza;
- risorsa per la riserva terziaria di potenza in sostituzione;
- risorse per il bilanciamento;
- partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico.

Al fine di rientrare nelle risorse infatti, vengono imposti dei limiti in potenza e in tempistiche di erogazione del servizio che non è detto siano in grado di rispettare tutti i possibili investimenti futuri nel settore. L'inserimento di funi parallele per aumentare la potenza dell'impianto necessita di uno spazio d'installazione che non sempre è disponibile nella complessa morfologia montana del terreno. Queste inoltre potrebbero avere un impatto ambientale non trascurabile.

Per quanto riguarda il tempo minimo di erogazione del servizio, invece, bisogna considerare le dimensioni dei magazzini. Il magazzino a monte, considerando la tipologia dell'impianto in esame, viene nella maggior parte dei casi creato in una zona ostile dove lo spazio è ridotto e l'impatto ambientale elevato. Con l'aumento delle dimensioni, inoltre, diminuirà proporzionalmente il rendimento dell'impianto a causa di un utilizzo maggiore di energia per la movimentazione dei carichi all'interno dei magazzini.

Questi servizi saranno quindi erogabili quando il sito scelto per l'installazione ha una morfologia tale da permettere linee e dimensioni del magazzino tali da rispettarne i vincoli.

Infine per quanto riguarda i servizi di regolazione primaria e secondaria di tensione, essi non hanno particolari vincoli di accesso dando quindi all'impianto di accumulo in esame la possibilità di accedervi senza particolari problemi.

Conseguenze derivanti dall'accumulo distribuito di energia

Dopo aver sottolineato l'esigenza di accumulare energia e la possibilità di immagazzinarla attraverso sistemi di accumulo innovativi, andremo ad analizzare le conseguenze derivanti dall'utilizzo in larga scala dei dispositivi di accumulo. Questo argomento è stato affrontato riportando una pubblicazione di Zhouxing Hu, studente dell'università di Wichita, che attraverso una simulazione pratica ne analizza le conseguenze su di un circuito di prova. Quest'analisi non è stata adattata alle condizioni tecnico-normative italiane ma ne vengono riportati i risultati nella loro integrità. L'obiettivo infatti non è quello di dare dei valori esatti ma di osservarne l'andamento nella consapevolezza che per avere dati reali si dovrebbero adattare il modello e il circuito al caso italiano.

Benefici derivanti dall'accumulo distribuito

La simulazione riportata prende in esame il circuito di figura 7, che verrà poi gradualmente modificato in modo da permettervi un'attenta analisi. Inizialmente l'analisi considera la generazione derivante principalmente da fonti combustibili, integrate da generatori a gas naturale e idroelettrici. La figura 8 mostra quindi il flusso di potenza ottimale nelle 24h che ne risulta.

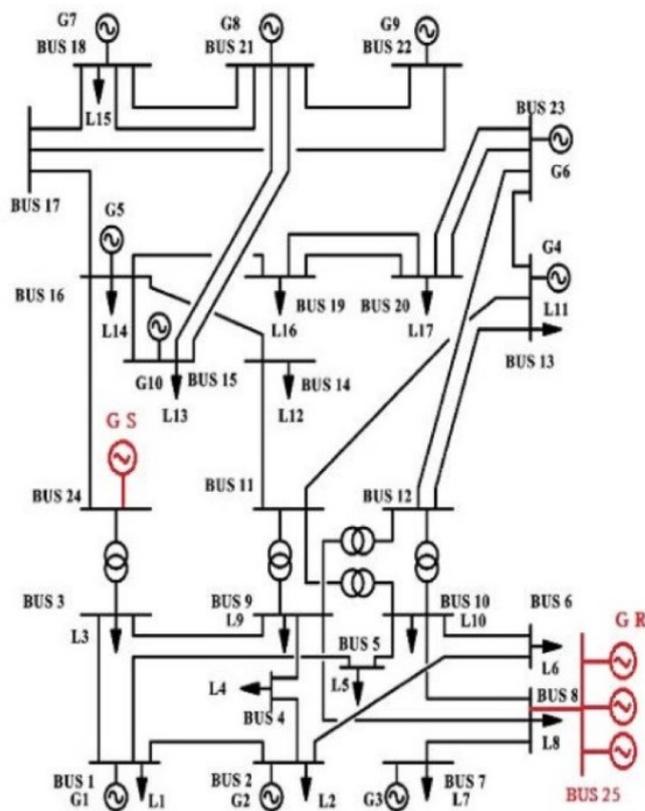


Figura 7: Schema modificato per il test. [26]

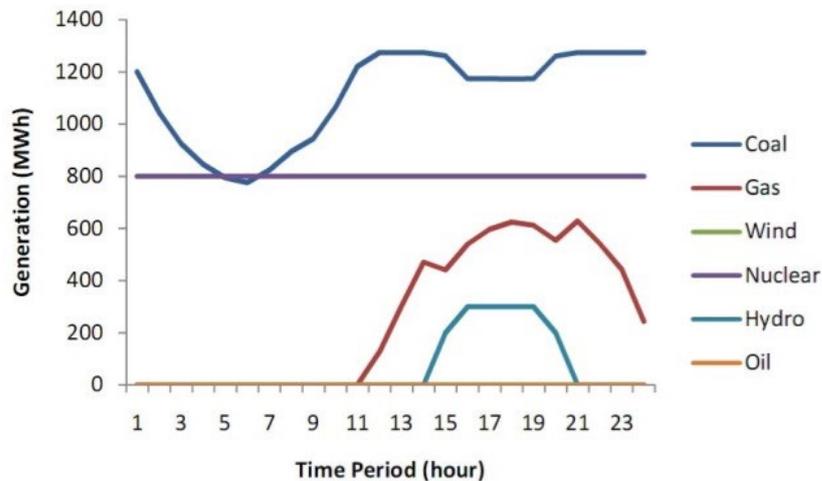


Figura 8: Generazione prima dell'accumulo e dell'inserimento di rinnovabili. [26]

Al fine di rendere più veritiera l'analisi è stato assunto un costo per le emissioni di CO₂, a carico dei produttori di energia del sistema, variabile da zero a \$400/ton. È stato quindi valutato il flusso di potenza ottimale variando la componente di costo che riguarda le emissioni di CO₂, il risultato che ne consegue viene mostrato dalla figura 9, dove in ordinate è stato considerato il valore di carico del sistema in esame.

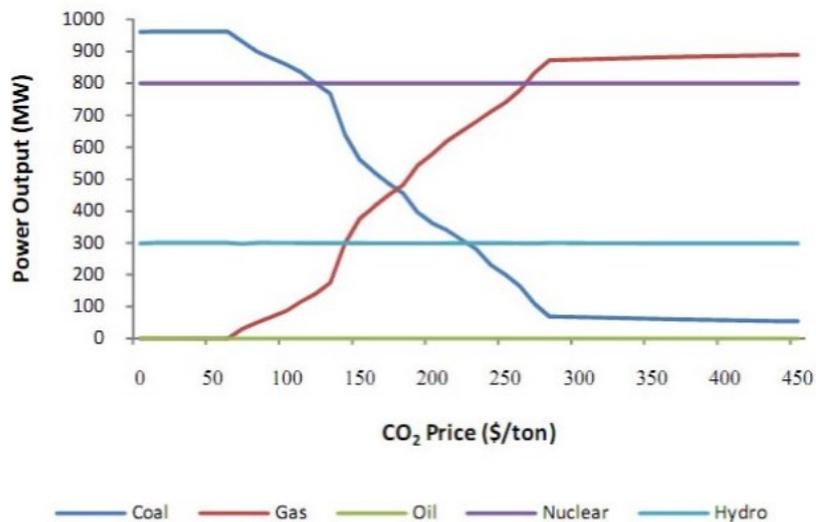


Figura 9: Dispaccio tipico senza accumulo o fonti rinnovabili con l'incremento del prezzo per CO₂. [26]

La diretta conseguenza dell'incremento dei costi per le emissioni di CO₂ è stata quella di spostare la scelta nella generazione da quella a basso costo, che prevede l'utilizzo di carbone ad alto tenore di carbonio, a quella che utilizza gas naturale. Questo, d'altronde, era proprio l'obiettivo principale che voleva conseguire la tassazione sulle emissioni di CO₂, anche se la traslazione viene in realtà limitata dalla capacità disponibile di generazione del gas e dalle congestioni sulla rete di trasmissione. L'evidente risultato è quindi il decremento delle emissioni di CO₂ e il cambio nella distribuzione dei costi di produzione dell'energia come mostra la figura 10.

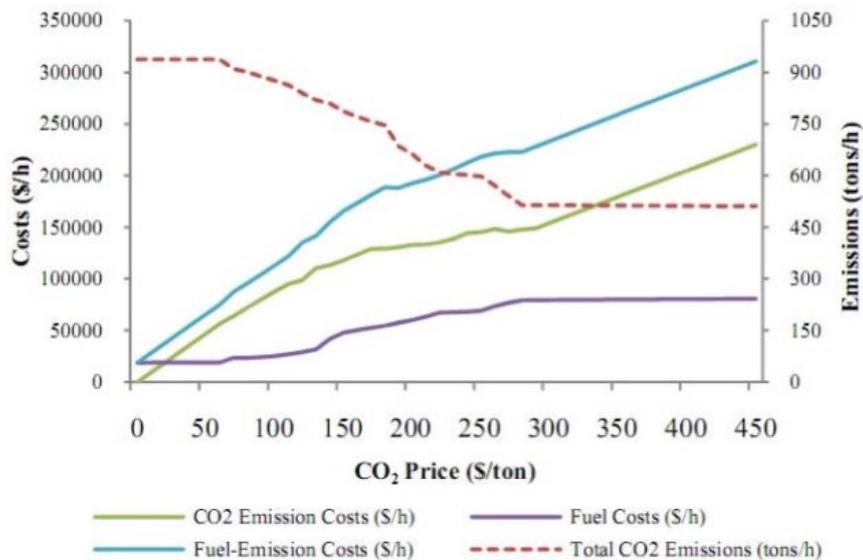


Figura 10: Cambiamento nelle emissioni di CO₂ e dei costi operativi variando il prezzo del CO₂. [26]

La linea viola rappresenta i costi del combustibile, essa mostra quindi il cambiamento derivante dal passaggio dell'alimentazione a carbone in quella a gas. La linea verde mostra il totale pagato per le emissioni di CO₂, basato sul prezzo mostrato dall'asse delle ascisse. La linea azzurra mostra la somma dei costi per il carburante e quelli per le emissioni di CO₂.

Il circuito è stato poi modificato aggiungendo all'interno del circuito 300 MW di impianto fotovoltaico, posizionandoli sul bus 25. L'effetto immediato di questa inserzione è la modifica del flusso di potenza ottimo dispacciato, che viene rappresentato nuovamente dalla figura 11. Come si può notare, la potenza generata dall'impianto ha causato una riduzione della produzione da fonti combustibili, non variandola però significativamente. La causa di questa limitata manifestazione è la congestione sul bus causata dalla presenza delle centrali idroelettriche di produzione. Con l'aggiunta dell'impianto fotovoltaico le emissioni totali di CO₂ prodotte sono quindi calate di 350 tonnellate nelle 24h ossia dell'1,1%, un risultato molto basso rispetto alle aspettative.

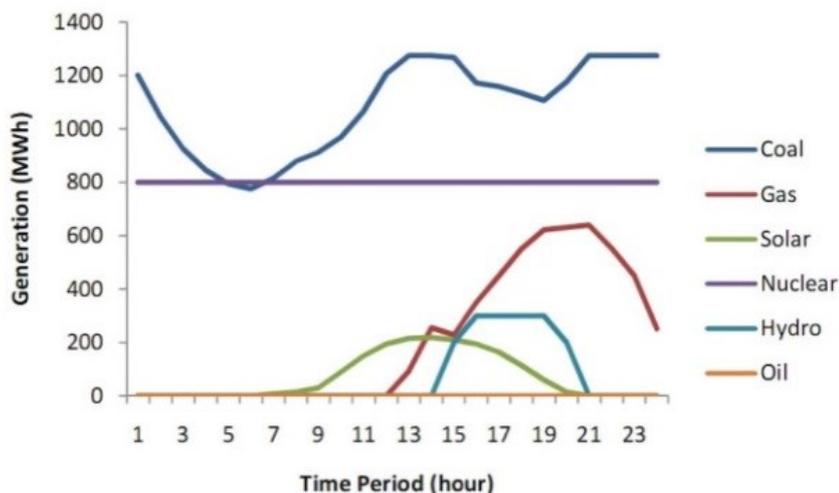


Figure 11: potenza dispacciata con l'impianto da 300MW installato. [26]

L'analisi prosegue con l'inserimento al bus 24 un sistema di accumulo da 100MW e 1200MWh. L'accumulatore è stato impostato per seguire un semplice e non ottimizzato programma di carica a 100 MW costanti durante le 12 ore notturne, quando la richiesta di potenza è bassa, per poi scaricare nelle 12h diurne. Con l'aggiunta di accumulatori e fotovoltaico, si crea un nuovo flusso di potenza ottimo al variare del costo per CO₂ che viene mostrato dalla figura 12.

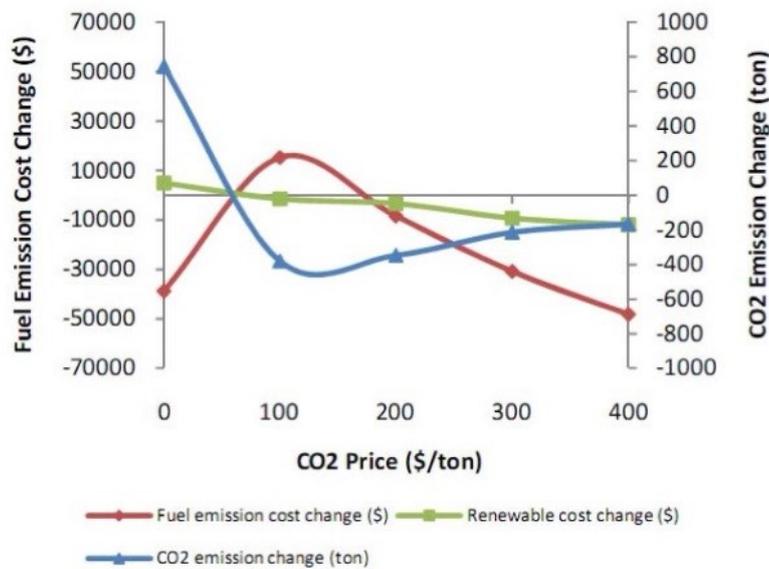


Figure 12: flusso di potenza ottimo con l'impianto fotovoltaico e quello di accumulo. [26]

La linea con ordinata zero rappresenta il sistema originale senza dispositivi di accumulo. La linea blu nel suo passaggio dallo zero, quando la produzione di CO₂ è nulla, segnala il cambiamento nelle emissioni con l'inserimento dell'accumulatore. Si ricorda che il decremento nelle emissioni di CO₂ mostrato dalla figura 10 varia solamente con il costo delle emissioni e senza i dispositivi di accumulo. La figura 12 invece, paragona il cambiamento nelle emissioni dalla figura 10 allo stesso sistema ma con 1200 MWh accumulati dall'impianto.

Si può osservare come, senza il costo per la produzione di CO₂, le emissioni aumentano significativamente con l'accumulo perché la generazione viene tralata dal gas naturale durante il giorno al carbone durante la notte. Con l'aumento dei costi per le emissioni di CO₂, lo scambio tra la produzione da carbone e quella a gas diminuisce, questo a causa dell'incremento nei costi totali di generazione derivanti dal suo utilizzo. Con un costo per CO₂ prodotto di circa \$70/ton, le emissioni vengono realmente ridotte grazie agli accumulatori, indice che sono parzialmente caricati dal gas naturale e compensati dal carbone durante il giorno. Questa riduzione rimane fino a quando il prezzo del CO₂ non raggiunge le \$120/ton, oltre questo valore gli accumulatori diminuiscono ancora la produzione di CO₂ ma vengono meno i benefici derivanti dal loro utilizzo. La causa di questo fenomeno sono le congestioni che si creano nelle linee di trasmissione vincolate dall'uso dei generatori a gas. Le emissioni totali continuano poi a decrescere con l'incremento del prezzo per il CO₂, ma i benefici per l'energia immagazzinata continuano a ridursi.

Osservando la figura 12, la linea rossa rappresenta il cambio nei costi operazionali degli accumulatori. È importante sottolineare che questi sono costi operazionali, non includono quindi i costi capitali di accumulo, che in questo caso sono significativi anche se includono comunque i costi per le emissioni in base al prezzo del CO₂. Si può notare come i dispositivi di accumulo risultino avere costi operativi più bassi per un costo del CO₂ inferiore alle \$70/ton perché il minore costo del carbone riduce i costi totali.

Alla soglia di \$70/ton, quando la generazione è tralata dal carbone al gas naturale, a causa dell'incremento di prezzo derivante dalla combustione del carbone e dall'aumento del costo per il CO₂ emesso, i sistemi di accumulo incrementano i loro costi operazionali totali, probabilmente perché vengono comunque parzialmente caricati con combustione di carbone durante la notte. Ricordiamo che nel caso in esame rimportato non è stata ottimizzata la carica nei dispositivi di accumulo.

Alla soglia di \$120/ton i dispositivi di accumulo riducono ancora i loro costi operativi totali a causa del costo per le emissioni di CO₂ che ha raggiunto un punto dove abbastanza carbone è stato sostituito al gas naturale per caricare gli accumulatori e ridurre i costi operativi totali. I costi totali continueranno quindi a decrescere con l'incremento del costo per le emissioni di CO₂.

La linea verde nella figura 12 invece, rappresenta il cambiamento del prezzo pagato al generatore rinnovabile una volta inserito l'accumulatore, al variare del prezzo per il carbone. Nella

trattazione in esame viene assunto che le rinnovabili paghino il costo marginale locale del bus a cui sono connesse. Senza il costo per le emissioni di CO₂, i sistemi di accumulo incrementeranno quindi il loro costo marginale al bus dove viene installato l'impianto fotovoltaico quando questo genera durante il giorno. Questo sistema di accumulo andrà di conseguenza ad incrementare il prezzo pagato al sistema fotovoltaico.

Quando il prezzo del carbone raggiunge le \$70/ton, inizia lo slittamento della produzione dal carbone al gas e gli accumulatori ridurranno il loro costo marginale locale sul bus dell'impianto fotovoltaico. Oltre le \$70/ton invece, il pagamento al fotovoltaico continua a decrescere rispetto al sistema senza dispositivi di accumulo. È da sottolineare che questi risultati sono specifici per il sistema in esame e dipendono da molti fattori, incluse le congestioni e le locazioni di tutti i generatori e dei carichi. Notiamo anche che il fotovoltaico genera soltanto vicino ai picchi di carico, l'energia immagazzinata non è quindi solitamente considerata favorevole per la tecnologia fotovoltaica e simili. È possibile però valutare di incrementare l'efficienza della trasmissione e del sistema di distribuzione posizionando i sistemi di accumulo in maniera strategica e programmata in modo da ridurre le perdite.

In conclusione se non ci fosse da pagare per le emissioni di gas, l'energia immagazzinata ottima per ridurre i costi operativi tende a far slittare la generazione dal gas naturale al carbone, anche con le rinnovabili presenti. Quindi per utilizzare gli accumulatori nella riduzione della produzione di CO₂, bisogna posizzarli e programmarli in maniera ottima per ridurre le emissioni e non i costi. Se bisogna pagare per le emissioni di CO₂, l'accumulo può essere ottimizzato nella riduzione dei costi, ma il prezzo pagato per le emissioni deve essere sufficientemente alto da permettere agli accumulatori di ridurre le emissioni di CO₂. L'efficienza degli accumulatori rimane comunque la parte critica, tipicamente il 20-25% dell'energia viene persa nelle perdite e rende quindi difficile produrre degli effettivi benefici per la riduzione dei gas nocivi. Usare gli accumulatori per aumentare l'efficienza del sistema di trasmissione e distribuzione è complicato con le attuali tecnologie in quanto la loro efficienza è molto minore di quella del sistema di trasmissione e distribuzione. Questo potrebbe essere semplificato con l'utilizzo dell'accumulo funiviario.

Impatto sul mercato dell'accumulo distribuito

I sistemi di potenza classici implicano flussi unidirezionali di energia dalle stazioni di generazione agli utenti finali, attraverso una rete di trasmissione e distribuzione. Questo scenario è cambiato dopo aver permesso alla generazione distribuita di connettersi al sistema di distribuzione, i flussi di potenza tra i distributori sono infatti diventati bidirezionali. Come diretta conseguenza, il sistema di distribuzione è diventato attivo nella gestione dei suoi flussi. Inoltre, con l'avvento dell'obbligo da parte degli stati aderenti di raggiungere una determinata percentuale di penetrazione da fonti rinnovabili, il fenomeno dei flussi bidirezionali è stato fortemente ampliato.

Ad accentuare questo fenomeno si aggiungono i consumatori, i quali si rivelano sempre più interessati a partecipare al mercato elettrico per ridurre le proprie bollette. Questo fenomeno viene chiamato a livello internazionale "load management" oppure "demand response" e può essere raggiunto implementando una comunicazione a due vie tra generatore e utilizzatore. Conseguentemente, diventa cruciale che tutti i distributori operino in modo differente e non standardizzato tanto da adeguarsi alle esigenze del mercato. Una delle iniziative che sono state proposte a tal proposito è quella dell'evoluzione della rete verso le smart grid.

Le smart grid possono essere definite da prospettive diverse ma rappresentano fondamentalmente il flusso a duplice via di potenza e informazioni tra generatori e utilizzatori. Il concetto di smart grid si può definire anche come l'applicazione di dispositivi intelligenti e tecnologie di comunicazione nei sistemi di potenza. In generale le smart grid tendono a facilitare l'inserimento delle fonti rinnovabili per soddisfare il loro bisogno di affidabilità e efficienza.

In questo panorama i sistemi di accumulo si rivelano tra le più promettenti tecnologie che permetteranno di realizzare questo concetto. Questi dispositivi possono infatti supportare l'integrazione delle fonti rinnovabili, riducendo le fluttuazioni associate alla loro produzione e provvedendo ad alcuni dei servizi ancillari richiesti dalla rete. In questo campo sono stati sviluppati molti lavori di ricerca per determinare la strategia ottima di integrazione dei dispositivi di accumulo, ossia quanto e in che momento gli accumulatori devono essere caricati e scaricati ma in realtà non se ne conoscono ancora le conseguenze sul mercato derivanti dalla loro introduzione in larga scala.

Introduzione alla simulazione

Si riporta nel presente capitolo, uno studio che affronta il problema delle conseguenze sul mercato attraverso la simulazione in un circuito di prova. Quest'analisi non è stata adattata alle condizioni tecnico-normative italiane ma ne vengono riportati i suoi risultati nella loro integrità. L'obiettivo infatti non è quello di dare dei valori esatti ma di osservarne l'andamento nella consapevolezza che per avere dati reali si dovrebbe adattare il modello e il circuito al caso italiano.

I dispositivi di accumulo, nella presente analisi, sono modellizzati come "price-taker", ossia le aziende conoscono il prezzo ad ogni ora per il periodo futuro. L'analisi utilizza un modello matematico in grado di trovare la capacità e il dispacciamento ottimo di un sistema ibrido composto da generatori e sistemi di accumulo. L'obiettivo principale è stato quello di minimizzare il capitale annuo e i costi operativi del sistema, ottimizzando la loro funzione in un periodo di due settimane e assumendo il prezzo adattato con lungimiranza all'interno di un mercato perfetto.

Viene discusso l'impatto degli accumulatori su larga scala rappresentando i prezzi con parametri economici assimilati a una funzione della domanda di potenza, non decrescente, che include gli output degli accumulatori, aggregati all'intera rete. Questa rappresentazione non ottimizza il prezzo di mercato ad ogni ora e non considera la locazione degli accumulatori. Ciononostante, i risultati mostrano i prezzi minimi e massimi durante i periodi di picco e fuori picco.

L'impatto sul prezzo di mercato viene approssimato osservando l'effetto degli accumulatori sui costi marginali del sistema di generazione. Per quanto riguarda invece l'impatto dei sistemi di accumulo sul prezzo di mercato, l'analisi considera sia gli storici dell'andamento che la funzione di costo della domanda, senza modellizzare la rete.

I sistemi di accumulo implicano ingenti investimenti di capitale, costi operativi e di mantenimento elevati. Per questo motivo i governi dovrebbero considerare speciali incentivi per le

fonti di accumulo incoraggiando così gli investimenti dei privati. A tal proposito l'analisi riportata considera un incentivo speciale per i dispositivi di accumulo, i quali ricevono o pagano il più alto costo marginale tra i bus del sistema, l'equilibrio di mercato è stato quindi formulato come un Market Clearing Price.

In particolare, i campi che vengono affrontati sono:

- impatto degli accumulatori sulla rete;
- influenza della taglia degli accumulatori;
- impatto sulla posizione degli accumulatori;
- accumulo centralizzato contro accumulo distribuito.

Formulazione del problema

Si riporta l'analisi elaborata da Ahmed S. A. Award, David Fuller, Tarek H. M. EL-Fouly e Magdy M. A. Salama, che valuta gli effetti derivanti dall'introduzione, in modalità diverse, di accumulatori all'interno del circuito in prova di figura 13. Questo permette di avere un riscontro pratico sugli effetti che ne conseguono. La formulazione riconduce alla risoluzione di due problemi dipendenti, la massimizzazione del beneficio sociale, data dalle decisioni in materia di accumulo dell'energia, e la massimizzazione dei benefici derivanti dall'arbitraggio, dati dal più alto prezzo marginale locale (Locational Marginal Price), durante la carica e la scarica. È stato considerato un incentivo speciale per l'utilizzo dei sistemi di accumulo e sono stati risolti i due problemi dipendenti tramite un terzo modello che determina il più alto LMP del sistema in esame.

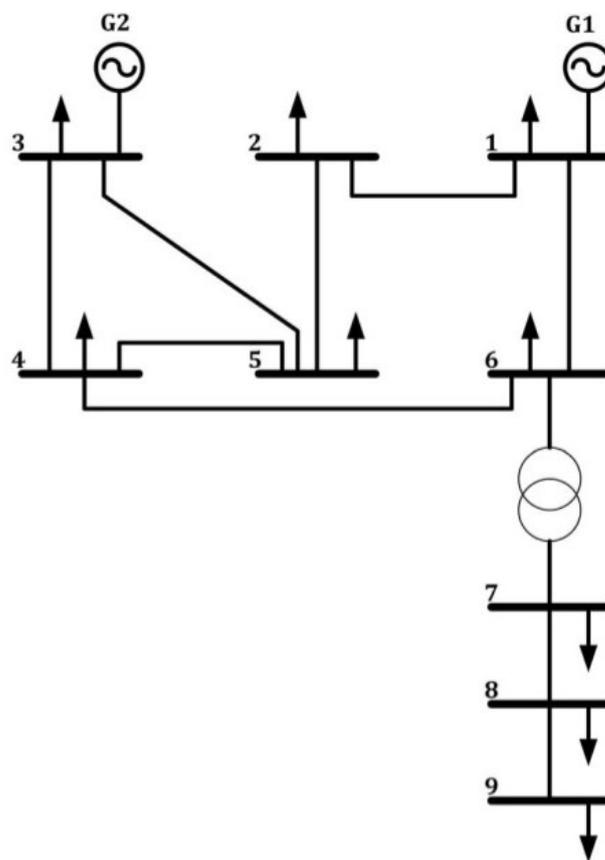


Figura 13: sistema in esame. [27]

Il modello considera una struttura del mercato ad aste singole, nella quale il prezzo dell'elettricità è basato sulla domanda netta al bus, ossia contabilizzato dopo la carica, la scarica e le offerte presentate dai generatori.

Il più alto beneficio sociale di questa struttura è stato quindi raggiunto minimizzando la funzione di costo totale dei generatori. Questa funzione non considera i costi di avviamento, è stato assunto quindi che le unità impiegate siano già state costruite in fasi precedenti e che vengano di conseguenza solo considerati i generatori già presenti. Quando si decide di utilizzare un'unità, l'operatore di sistema richiede una stima del programma di carico/scarico degli accumulatori e come questi possano influire sul bisogno di unità nella generazione. Una stima di questo programma si basa sull'esperienza, all'inizio, per poi essere rettificata dopo aver avviato, il modello del market clearing price utilizzato, tramite un processo iterativo.

Se la valutazione della potenza degli accumulatori è minore o uguale alla capacità del più piccolo generatore, che è la situazione più frequente, gli accumulatori vengono caricati senza il bisogno di avviare un ulteriore generatore e quindi i costi per l'avviamento non influenzano il

programma di accumulo. L'ammontare totale della riserva rimane quindi invariato, se trascuriamo le perdite, quando la riserva viene immagazzinata negli accumulatori. La funzione di carico è stata minimizzata considerando i vincoli dei flussi di potenza, i limiti dei generatori e quelli di tensione.

Nel modello utilizzato tutti i generatori e gli utenti ricevono e pagano LMP ad ogni ora. Nello studio riportato il prezzo orario dell'elettricità che gli accumulatori pagano o ricevono per l'energia immagazzinata o dispacciata, rispettivamente, è impostato sulla più alta delle variabili trovate al bus. Prendere la più alta tra le due variabili del bus significa incentivare e promuovere l'implementazione dei sistemi di accumulo. Questo tende a far diminuire la differenza tra i LMP al di fuori dal picco, quando il prezzo è più basso e gli accumulatori si caricano, e il prezzo più alto delle ore di punta. L'incentivo speciale occorre quando il prezzo maggiore è veramente alto durante i picchi e in questo momento i sistemi di accumulo vendono l'energia scaricandosi. Per applicare questo incentivo bisogna che gli accumulatori paghino il più alto LMP fuori dal picco e le autorità compensino gli accumulatori con la differenza tra il suo LMP e il più alto LMP del sistema durante i periodi di picco. Questo è uno dei tanti possibili incentivi che possono essere offerti ai possessori di accumulatori e quello scelto dagli autori nell'analisi riportata.

È utile notare che se invece viene usato LMP corrispondente alla locazione dell'accumulatore, l'energia immagazzinata verrà dispacciata solo se l'accumulatore è posizionato nel bus corrispondente al maggiore market clearing price. Questo fenomeno viene attribuito al fatto che la differenza di prezzo tra i picchi, positivi e negativi, dovrebbe essere larga abbastanza da giustificare le operazioni degli accumulatori, i costi per il mantenimento e quelli operativi. La precedente condizione non viene soddisfatta se si usasse LMP. In ogni caso la conclusione dipende dai dati del sistema e i suoi parametri.

L'equazione studiata dagli autori è stata elaborata tramite strumenti matematici in grado di sviluppare un MCP con l'obiettivo, da parte dell'operatore di sistema, di minimizzare il prezzo dell'elettricità ad ogni ora. Questo metodo innovativo determina la strategia migliore di gestione degli accumulatori e il prezzo speciale che questi pagano o ricevono a ogni ora in aggiunta alle variabili convenzionali, ossia, il livello di potenza generata ogni ora.

Sistema analizzato

In tutti i casi di studio, il sistema considerato consiste in una trasmissione a sei bus e una distribuzione a tre come mostrato nella figura 13. Il sistema di distribuzione è interconnesso a quello di trasmissione attraverso un trasformatore da 100-MVA. Al bus 1 e 3 sono connesse due stazioni di generazione (G1 e G2) e sono noti i parametri della loro funzione di costo, i limiti dei generatori, e i picchi di domanda giornalieri.

Il profilo della domanda a ogni nodo è stato assunto dagli autori seguendo quello delle IEEE-RTS che danno il modulo del carico orario come percentuale della domanda di picco giornaliera. Il rendimento degli accumulatori è assunto del 90% e i costi operazionali e di mantenimento degli accumulatori sono stati fissati a 0,6 cents/kWh.

Risultati della simulazione

Di seguito vengono trascritti i risultati che sono emersi dalla ricerca riportata. Si noti che per tutti i casi di studio gli autori hanno solo riportato i più alti MCP.

Impatto degli accumulatori sulla rete

L'accumulatore è una riserva di energia accoppiata ad un sistema di conversione della potenza. La sua taglia è quindi definita da due parametri: la carica/scarica nominali in MW e la capacità nominale di accumulo (in numero di scariche ora al tasso di scarica nominale), che corrispondono rispettivamente alla potenza di conversione del sistema e alla sua capacità di riserva.

Il sistema riportato utilizza un sistema a 9 bus e in esso viene inserito un accumulatore posizionato nel bus 7 con potenza nominale di 100MW e due scariche ora, ovvero $P_{\text{esrated}}=100$ MW e $E_{\text{essrates}}=200$ MWh. Il modello di MCP riportato viene utilizzato il giorno precedente, per determinare l'ottimo dispacciamento e il più alto MCP dell'accumulatore. Il più alto MCP che ne risulta viene presentato nella figura 14 con e senza l'integrazione degli accumulatori. Con la presenza dell'accumulatore, i prezzi per l'energia diventano livellati durante i periodi di picco massimo e minimo. Perciò risulta evidente che i prezzi vengono incrementati nei picchi di minimo e ridotti durante quelli di massimo.

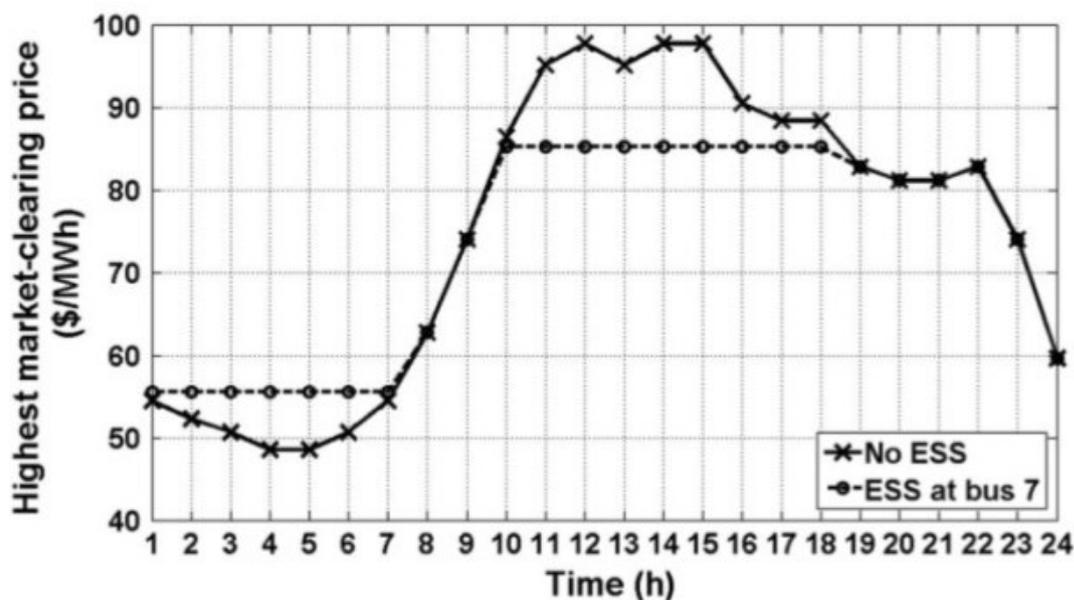


Figura 14: il più alto MCP con e senza accumulatori. [27]

Questo accade a causa della carica e scarica ottima degli accumulatori durante i periodi di fuori picco e picco, rispettivamente mostrati in figura 15, la quale mette in evidenza la potenza in uscita dall'accumulatore come percentuale della carica/scarica nominale.

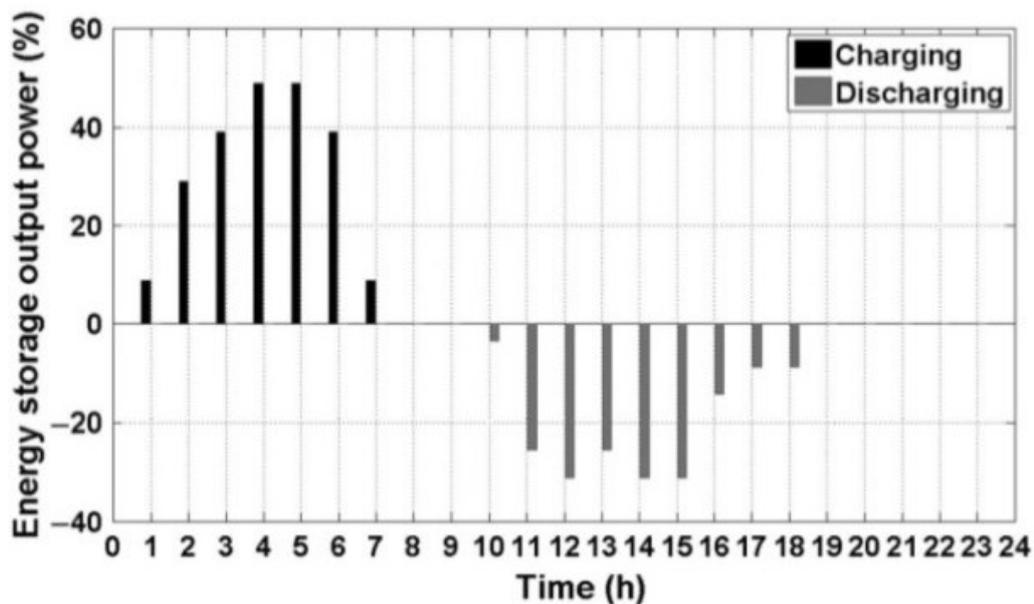


Figura 15: potenza in uscita dall'accumulatore con dispacciamento ottimo. [27]

Influenza della taglia degli accumulatori

In questo caso di studio è stata analizzata l'influenza della taglia degli accumulatori sul più alto MCP, sui costi totali di generazione, sui suoi benefici, sull'arbitraggio e sul totale pagato dai consumatori. Come nel caso precedente, l'accumulatore è stato connesso al bus 7. Il sistema di conversione della potenza installato è di 40MW, mentre la riserva è stata variata tra 2 e 6 scariche ora a gradini. Viene poi cambiata la potenza del sistema di conversione da 40MW a 80MW, mentre la capacità di riserva viene mantenuta costante a 2 scariche ora. La figura 16 mostra il più alto MCP risultante dalle diverse capacità di riserva, paragonate al caso che non ci sia energia immagazzinata nel sistema.

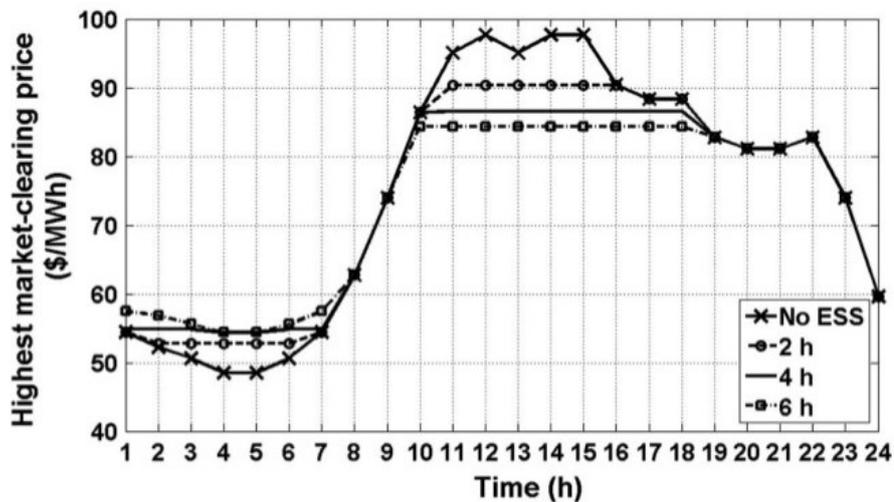


Figura 16: il più alto MCP per diverse taglie di accumulatori. [27]

Ne risulta che con l'incremento dell'energia immagazzinata, gli accumulatori possono scambiare più potenza con le centrali di generazione durante il giorno. Quindi i prezzi del mercato risultano impostati a un valore più elevato quando la domanda è bassa e a un valore più basso quando la domanda è alta. Risultati simili sono stati ottenuti, come mostrato in figura 17, quando la taglia del sistema di conversione è stata incrementata da 40 a 80 MW considerando una capacità di riserva costante a 2 scariche ora.

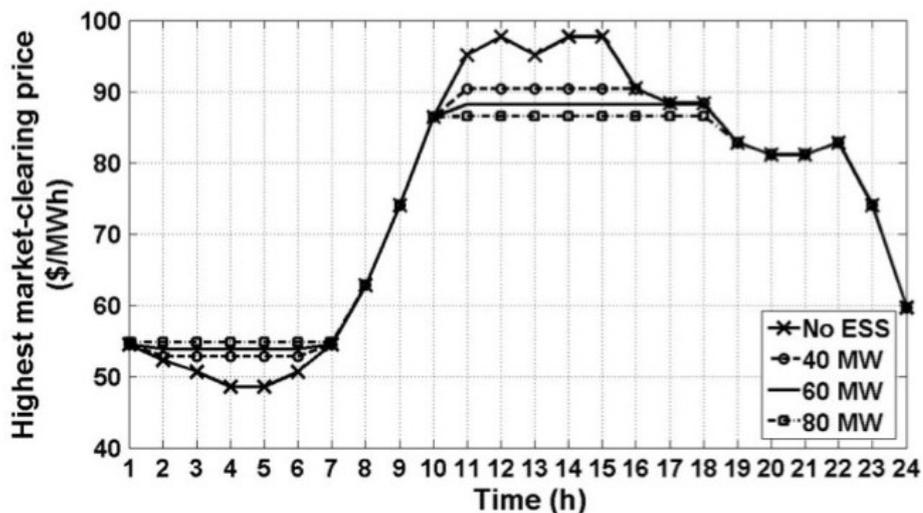


Figura 17: il più alto MCP per differenti taglie del sistema di conversione della potenza. [27]

Nelle figure 18 e 19 è stato preservato il profilo dei costi totali di generazione per le diverse taglie di accumulatori adottate. La figura 18 rivela un aumento del 20% dei costi di generazione nei periodi di fuori picco, mentre i costi di generazione possono essere ridotti del 10% durante il picco.

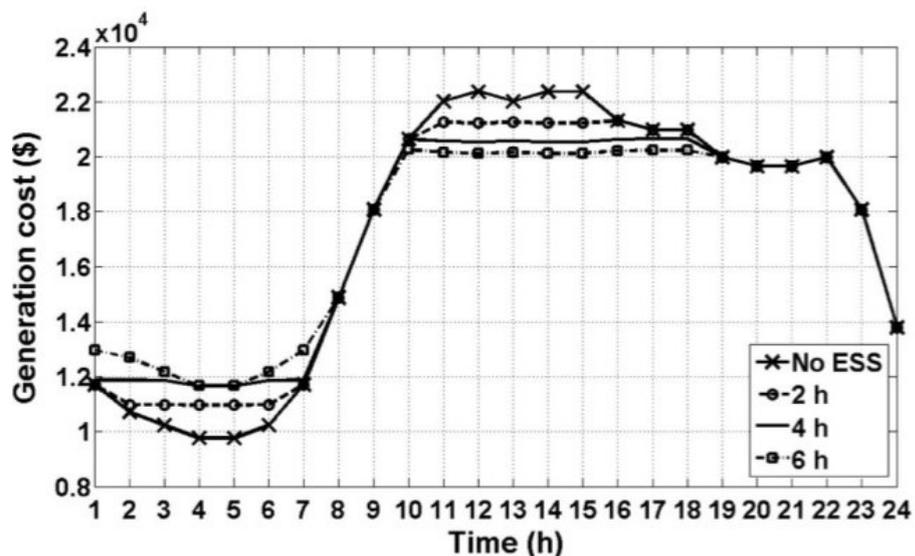


Figura 18: costi totali di generazione per differenti capacità di riserva. [27]

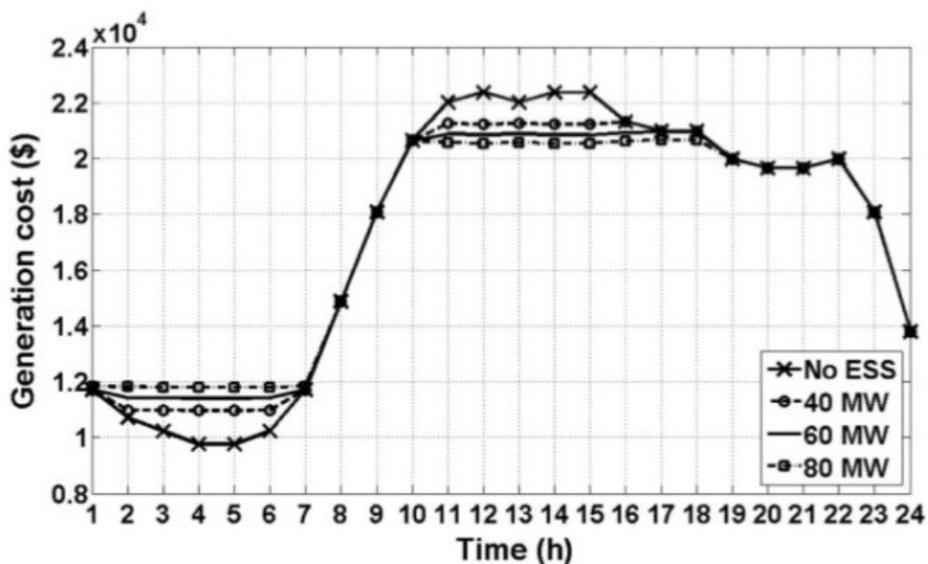


Figura 19: costi totali di generazione per diverse taglie dei sistemi di conversione di potenza. [27]

Nella figura 20 è stato rappresentato il beneficio di arbitraggio, è evidente come questi incrementino con l'aumento della taglia degli accumulatori fino a una determinata soglia per poi stabilizzarsi al valore massimo.

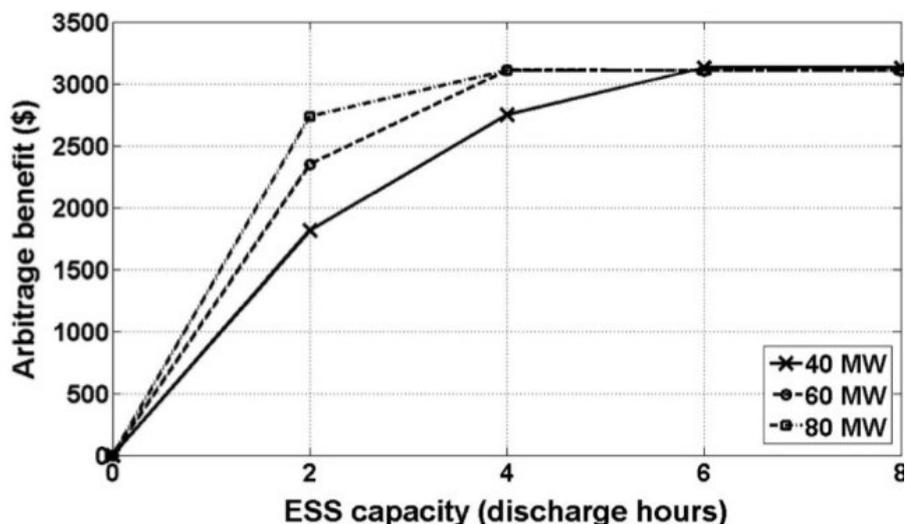


Figura 20: benefici dell'arbitraggio per differenti accumulatori. [27]

Il massimo beneficio di arbitraggio arriva a \$3100 al giorno, che può essere raggiunto con differenti combinazioni tra la potenza di conversione del sistema e la taglia dell'accumulatore. Per esempio 10 MW 4 scariche ora e 40MW 6 scariche ora danno lo stesso beneficio. Il proprietario dell'accumulatore dovrà quindi calcolare la taglia economica, sottraendo i costi di installazione, che massimizzano l'arbitraggio nella vita dell'accumulatore. Inoltre, le figure 21 e 22, mostrano pagamenti totali dei consumatori e i benefici totali di generazione per le diverse taglie di accumulatori.

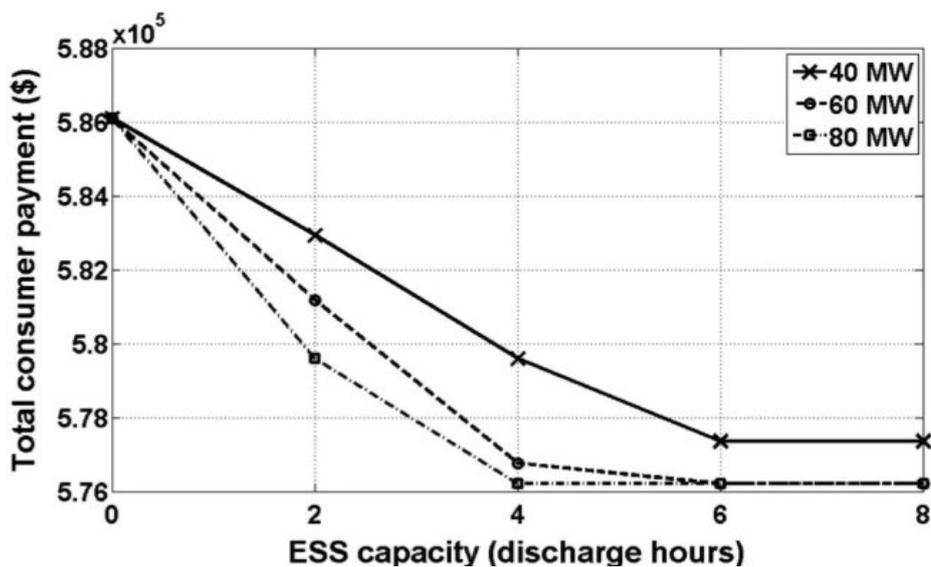


Figura 21: pagamenti complessivi dei consumatori per differenti accumulatori. [27]

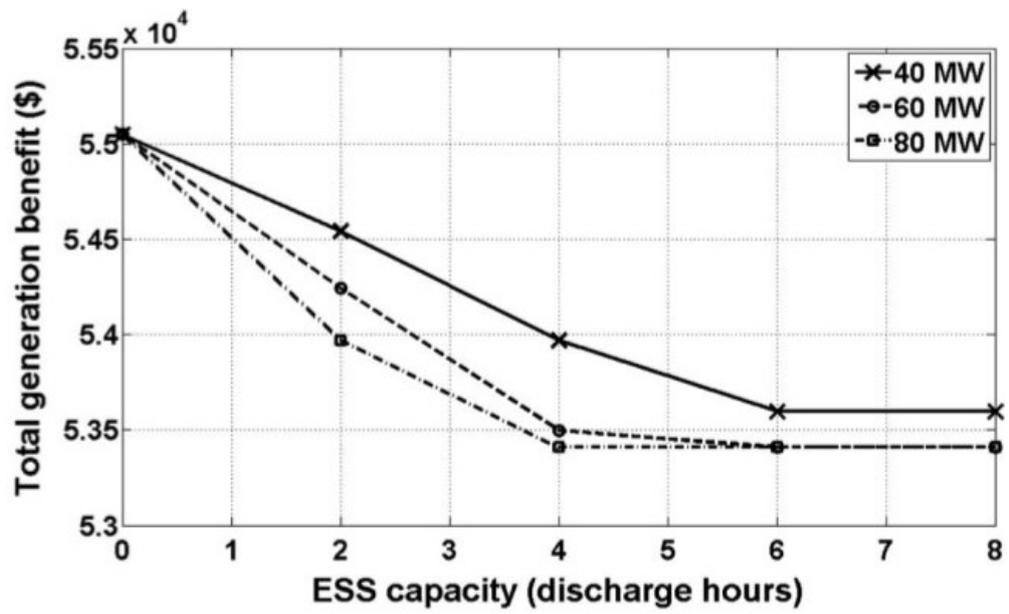


Figura 22: benefici totali di generazione per differenti accumulatori. [27]

I benefici totali di generazione sono stati calcolati sottraendo i costi totali di generazione al reddito totale di generazione. Si può notare come i pagamenti dei consumatori e i benefici dei generatori risultano ridotti con l'incremento della taglia degli accumulatori.

Impatto sulla posizione degli accumulatori.

In questo caso è stato analizzato l'impatto della posizione sull'installazione di un accumulatore. In particolare sono state studiate due posizioni possibili: al bus 5 (nel sistema di trasmissione) e al bus 8 (nel sistema di distribuzione). Nel caso in esame, la taglia degli accumulatori installati è stata fissata a 40 MW- 4 scariche ora. Come mostrato nella figura 23, la posizione dell'accumulatore ha un impatto sul più alto MCP.

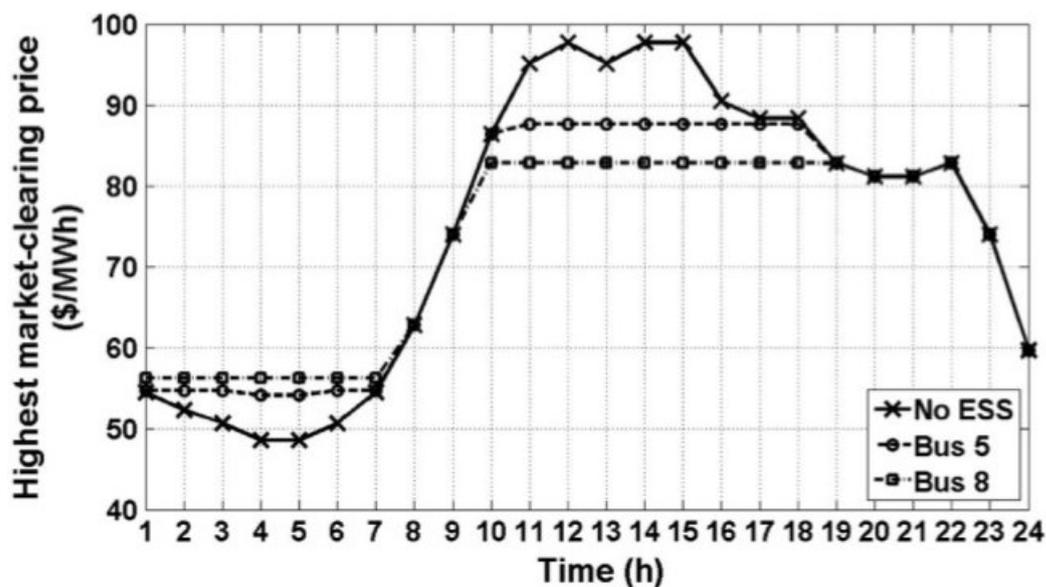


Figura 23: il più alto MCP. [27]

Quando viene installato l'accumulatore nel sistema di trasmissione (bus 5), le differenze tra fuori picco e picco del prezzo di mercato risultano maggiori di quando l'accumulatore viene installato nel sistema di distribuzione. Si attribuiscono questi risultati al fatto che i prezzi di mercato sono maggiori quando lo sono le perdite di potenza del sistema e vice versa. Di conseguenza, quando l'accumulatore viene installato nel sistema di distribuzione, le perdite di potenza del sistema sono maggiori durante il periodo di carica, mentre sono minori durante la scarica, questo incrementa e decrementa il prezzo di mercato rispettivamente durante i periodi di fuori e di picco. Inoltre, il valore di arbitraggio associato al sistema di trasmissione risulta di \$2947 (al giorno), che è circa due volte il valore dell'installazione sul sistema di distribuzione. In conclusione è più redditizio per il proprietario dell'accumulatore installare il dispositivo sul sistema di trasmissione.

D'altra parte, la figura 24, rivela che i costi totali di generazione, confrontando l'installazione dello stesso accumulatore sul sistema di distribuzione, risultano maggiori con l'installazione nella rete di trasmissione durante i periodi fuori picco, mentre sono minori quando il carico è alto.

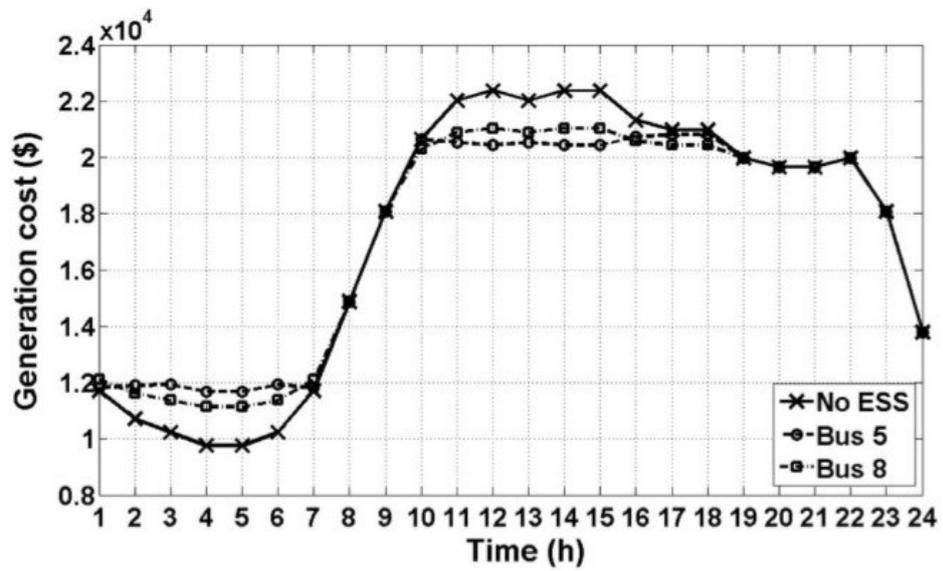


Figura 24: costi totali di generazione. [27]

Questo risultato si spiega analizzando i costi di generazione, i quali dipendono dalla domanda netta del sistema mostrata in figura 25.

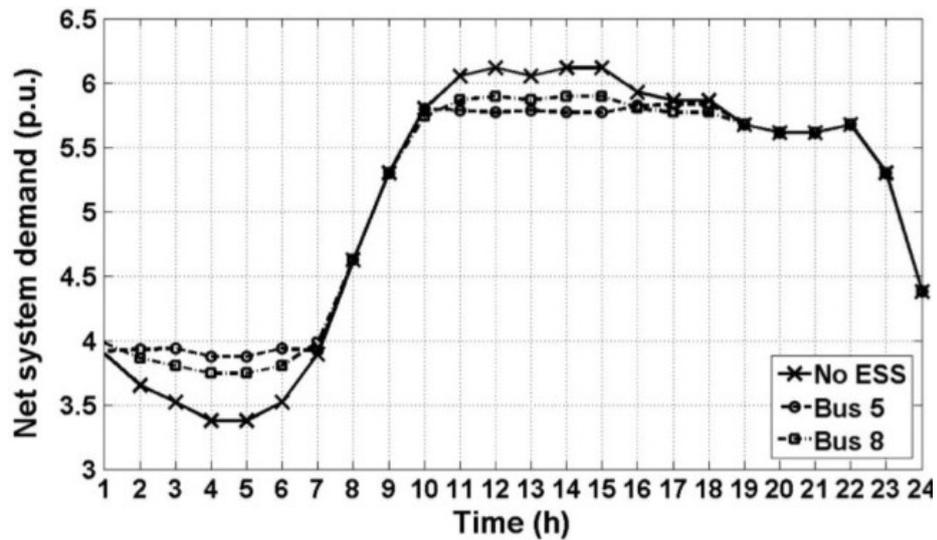


Figura 25: domanda netta del sistema. [27]

La domanda netta del sistema è stata calcolata considerando, in ogni caso, le operazioni di accumulo ottime. È stata analizzata anche, l'influenza sulla posizione degli accumulatori durante le congestioni nel sistema.

Come, ad esempio, è stata simulata una congestione nel sistema di trasmissione attraverso la reintroduzione dei limiti nei flussi di potenza delle linee selezionate e riassunte nella tabella 2.

Linee tra i bus	Potenza nominale (p.u.)	Flusso di potenza massimo		
		Senza ESS	ESS al bus 5	ESS al bus 8
1-2	2	1.83	1.81	1.84
1-6	1.7	1.70	1.70	1.70
2-5	1.0	1.00	1.00	1.00
3-4	0.3	0.30	0.23	0.22
3-5	0.55	0.55	0.42	0.40
4-5	0.2	0.01	0.06	0.00
4-6	1.8	0.58	0.56	0.54
6-7	1	0.76	0.74	0.74
7-8	0.9	0.77	0.77	0.71
8-9	0.5	0.31	0.31	0.31

Potenza base= 100 MVA

Tabella 2: valori dei flussi di potenza durante le congestioni del sistema. [27]

È stato poi analizzato l'impatto causato dall'installazione dello stesso accumulatore prima al bus 5 e poi al bus 8, il più alto MCP e i costi totali di generazione nei due casi vengono quindi mostrati nelle figure 26 e 27.

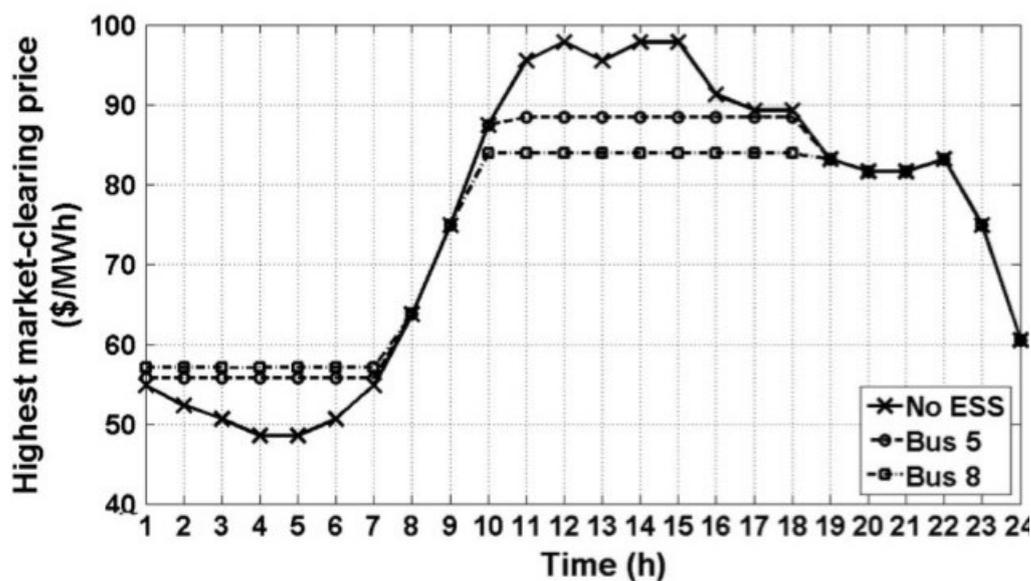


Figura 26: il più alto MCP (con il sistema congestionato). [27]

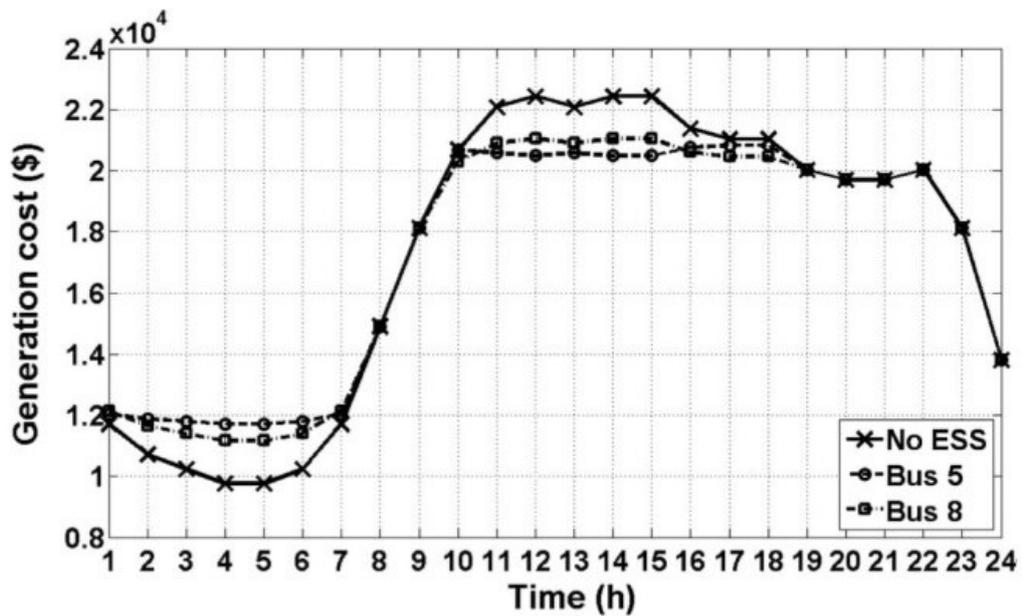


Figura 27: costi totali di generazione (con il sistema congestionato). [27]

Come si osserva, la posizione degli accumulatori ha lo stesso impatto sui prezzi del mercato e sui costi di generazione di una congestione nel sistema di trasmissione. Questo accade perché un accumulatore non stressa il sistema di infrastrutture caricandosi nei periodi di fuori picco, quando le linee sono poco sfruttate, e scaricandosi durante i periodi di picco, alleviando in questo caso congestioni nel sistema. Come mostrato nella tabella 2, le linee 3-4 e 3-5 sono congestionate prima che venga installato l'accumulatore nel sistema, la congestione viene alleviata dopo la connessione dell'accumulatore al bus 5 o al bus 8.

Accumulo centralizzato contro accumulo distribuito.

Il caso in esame riportato indaga sulle differenze tra accumulo distribuito e centralizzato. In particolare è stata studiata l'installazione di un dispositivo di accumulo (60 MW-2 scariche ora) al bus 8, confrontata con l'installazione di tre accumulatori (ognuno da 20 MW – 2 scariche ora) ai bus 7, 8 e 9. Nella figura 28 viene osservato che il più alto MCP è esattamente lo stesso con le due implementazioni in quanto le perdite di potenza nel sistema di trasmissione, che costituiscono la maggior parte delle perdite totali di sistema, sono indipendenti dalla posizione dell'accumulatore nel sistema di distribuzione.

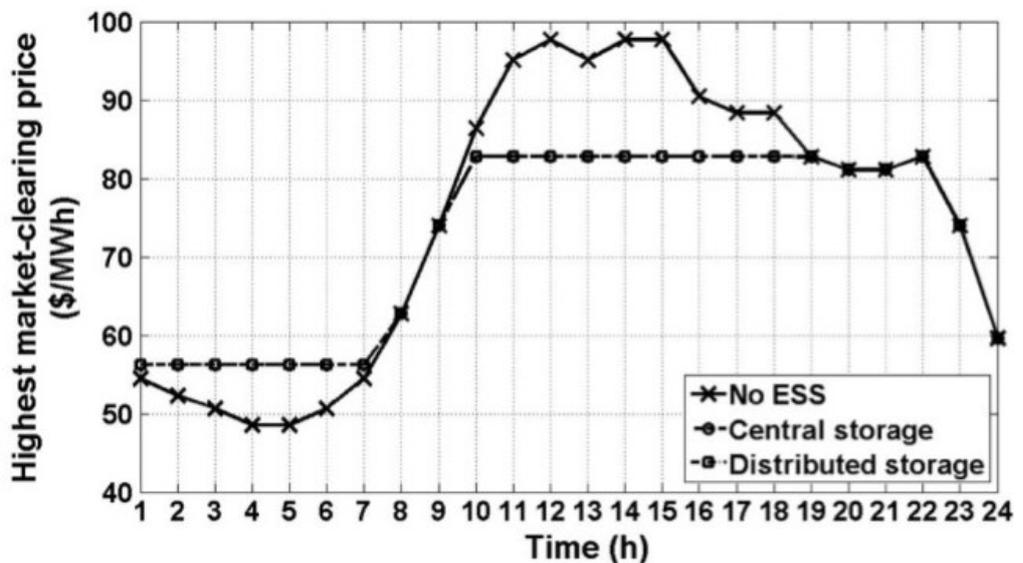


Figura 28: il più alto MCP. [27]

Sono stati comunque trovati benefici di arbitraggio leggermente maggiori se associati all'accumulo distribuito rispetto a quello centralizzato. Analogamente, i costi totali di generazione sono leggermente influenzati dall'implementazione di accumulatori centralizzati o distribuiti, come mostrato in figura 29, si assume quindi che le operazioni sugli accumulatori sono circa uguali in entrambe i casi.

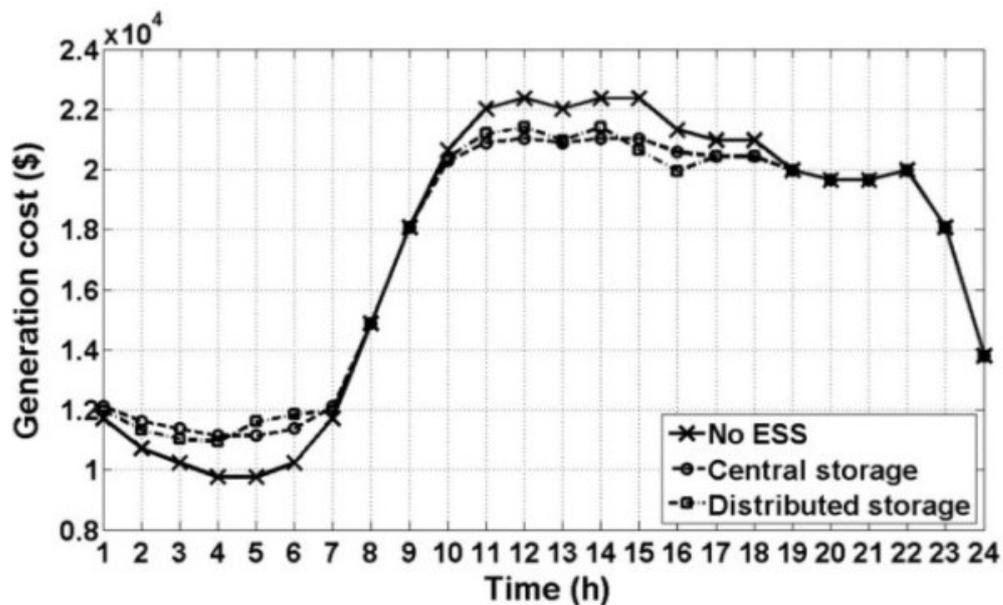


Figura 29: costi totali di generazione. [27]

Conclusioni sulle conseguenze nel mercato elettrico

Come si è potuto osservare dallo studio riportato nel presente capitolo, l'immediata conseguenza dell'utilizzo di accumulatori è che il più alto MCP diventa livellato, come gli intervalli di picco e fuori picco. Più grande è la taglia degli accumulatori, minore è la differenza tra i prezzi di picco e fuori picco. Anche i costi totali di generazione sono influenzati dalla capacità degli accumulatori. Per accumulatori più grandi, sono maggiori i costi quando la domanda è bassa mentre costi minori affiorano quando la domanda è alta. Per quanto riguarda i benefici di arbitraggio, essi aumentano fino a un valore massimo in cui si stabilizzano. Inoltre, i pagamenti del consumatore e i benefici di generazione sono ridotti con l'incremento dei benefici di arbitraggio.

Riguardo l'impatto sulla posizione dell'accumulatore, una maggiore differenza tra prezzi fuori picco e picco è stata osservata nel caso di connessione dell'accumulatore al sistema di trasmissione, confrontato a un possibile collegamento nel sistema di distribuzione. I benefici di arbitraggio diventano quindi maggiori con l'installazione nel sistema di trasmissione. Di conseguenza il proprietario di un sistema di accumulo è economicamente incoraggiato a installarlo sul sistema di trasmissione.

I risultati che emergono dalla differenza tra generazione distribuita e centralizzata mostrano che il più alto MCP e i costi di generazione, non sono particolarmente influenzati dall'accumulo centralizzato o distribuito; anche se, l'arbitraggio associato con la generazione distribuita è leggermente più alto di quello trovato con la generazione centralizzata. Gli accumulatori distribuiti potrebbero quindi essere più appetibili nella prospettiva del proprietario.

In conclusione, la taglia degli accumulatori, la loro posizione, hanno un impatto diretto sul prezzo di mercato e sui benefici di arbitraggio.

Conclusioni

L'analisi effettuata in questo scritto approfondisce tutti gli aspetti in materia di accumulo. In particolare la nuova tecnologia di accumulo funiviario si presenta come una valida alternativa, versatile, economica e sicura rispetto alle attuali soluzioni proposte dal mercato. Essa si presta all'accumulo energetico con rendimenti elevati e ha inoltre tutte le caratteristiche necessarie per poter sopprimere ad alcuni dei servizi ancillari richiesti dalla rete. Risulta un'ottima soluzione per la regolazione di tensione, mentre si potrebbe adattare, rispettando i vincoli in potenza e energia, anche ai servizi per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione, alla regolazione della frequenza, come risorsa per il bilanciamento e nella partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico.

Se questa, o altre tecnologie di accumulo si diffondessero in larga scala si avrebbero delle conseguenze sulla produzione di energia tendenzialmente positive ma non da sottovalutare. Abbiamo infatti appurato tramite delle simulazioni pratiche effettuate da altri enti di ricerca che bisognerà adottare degli accorgimenti nella gestione della rete orientati a ridurre la produzione di CO₂. Gli accumulatori, infatti, devono essere posizionati e programmati in maniera ottima per ridurre le emissioni e non i costi.

Le conseguenze sul mercato elettrico, infine, hanno benefici evidenti. La taglia degli accumulatori, la loro posizione, hanno infatti un impatto diretto sul prezzo di mercato e sui benefici di arbitraggio.

In conclusione la tecnologia funiviaria si potrebbe rivelare un'ottima soluzione al problema dell'accumulo e l'utilizzo su larga scala di questi dispositivi, in maniera ponderata potrebbe aumentare il rendimento dell'intera rete.

Bibliografia

- [1] T. Logenthiran, Dipti Srinivasan, “*Intelligent Management of Distributed Storage Elements in a Smart Grid*”, *IEE PEDS 2011*, Singapore, 5-8 December 2011.
- [2] Antonio Paulucci, “*LEZIONI DI TRASMISSIONE DELL’ENERGIA ELETTRICA*”, C.L.E.U.P, Padova, 1998, cap. VII, cap. VIII.
- [3] Michele Polo, Guido Cervigni, Filippo Maria D’Arcangelo, Federico Pontoni, “La regolazione delle reti elettriche in Italia”, *IEFE*, Giugno 2014.
- [4] “TIBEG: Bonus energia elettrica e gas”, <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/402-13all.pdf>, consultato in data 15/01/2015.
- [5] “TIC: Condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione”, <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/11/199-11TICnew.pdf>, consultato in data 15/01/2015.
- [6] “TICA: Condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione”, <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/08/099-08argallnew.pdf>, consultato in data 15/01/2015.
- [7] “TIME: Disposizioni per l'erogazione del servizio di misura”, <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/11/199-11TIMEnew.pdf>, consultato in data 15/01/2015.
- [8] “TIMM: Monitoraggio del mercato all'ingrosso e del mercato per il servizio di dispacciamento”, <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/08/115-08new.pdf>, consultato in data 15/01/2015.
- [9] “TIMR: Sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio”, <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/11/151-11argalla.pdf>, consultato in data 15/01/2015.
- [10] “TIQE- Qualità dei servizi di distribuzione e misura per il periodo di regolazione 2012-2015”, http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/11/198-11argtiqe_new.pdf, consultato in data 15/01/2015.
- [11] “TIQV: Qualità dei servizi di vendita”, http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/08/TestointegratoTIQV_new.pdf, consultato in data 15/01/2015.
- [12] “TIS: Regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (settlement)”, <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/09/TIS.pdf>, consultato in data 15/01/2015.
- [13] “TISP: Modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto”, http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/12//570-12TISP_ti.pdf, consultato in data 15/01/2015.
- [14] “TISSPC: Regolazione dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo”, http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/578-13all_ti.pdf, consultato in data 15/01/2015.
- [15] “TIT: Disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione”, <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/11/199-11TITnew.pdf>, consultato in data 15/01/2015.
- [16] “TIV: Vendita”, http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/12/TIV_301-12ti.pdf, consultato in data 15/01/2015.
- [17] “TUP: Testo unico ricognitivo della produzione elettrica”, <http://www.autorita.energia.it/allegati/elettricità/TUP.pdf>, consultato in data 15/01/2015.
- [18] “TICOOP: Testo integrato delle disposizioni per la regolamentazione delle cooperative elettriche per il periodo di regolazione 2012-2015”, http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/12/046-12ticoop_ti.pdf, consultato in data 15/01/2015.

- [19] “Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete”, *Accesso alla rete di trasmissione nazionale*,
<http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=6p0%2fjO3zwUA%3d&tabid=106&mid=189>,
consultato in data 15/01/2015.
- [20] “Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete”, *Regole per il dispacciamento*,
<http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=Xi4JB8FCmdo%3d&tabid=106&mid=18>,
consultato in data 15/01/2015.
- [21] “Allegati al codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete”, *Allegato A.14, Partecipazione alla regolazione di tensione*,
<http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=7nJjALeOZO8%3d&tabid=106&mid=468>,
consultato in data 15/01/2015.
- [22] “Allegati al codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete”, *Allegato A.15, Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza/potenza*,
<http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=TwRRReqwHbvk%3d&tabid=106&mid=468>,
consultato in data 15/01/2015.
- [23] “Allegati al codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete”, *Allegato A.16, Sistema automatico per la regolazione della tensione (SART) per centrali elettriche di produzione*,
<http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=irZ1FD%2bYxUE%3d&tabid=106&mid=468>,
consultato in data 15/01/2015.
- [24] <http://www.energycache.com/>, consultato in data 15/01/2015.
- [25] Fabio Bignucolo, Arturo Lorenzoni, “Transmission and distribution networks regulation through dedicated cableway plants”, Trieste, 18-19 Sept. 2014.
- [26] Ward Jewell, Zhouxing Hu, “The Role of Energy Storage in Transmission and Distribution Efficiency”, Orlando, 7-10 May 2012.
- [27] Ahmed S. A. Award, J. David Fuller, Tarek H. M. EL-Fouly, Magdy M. A. Salama, “Impact of Energy Storage Systems on Electricity Market Equilibrium”, *IEEE*, versione del 17 giugno 2014.