

ALMA MATER STUDIORUM - UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

SCUOLA DI INGEGNERIA

DIPARTIMENTO DI
INGEGNERIA DELL'ENERGIA ELETTRICA E DELL'INFORMAZIONE
"Guglielmo Marconi"

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA DELL'ENERGIA ELETTRICA

TESI DI LAUREA

in

Smart Grids and Renewables Integration M

**SISTEMI DI ACCUMULO ELETTROCHIMICO UTILITY SCALE:
APPLICAZIONI E CASI STUDIO NEL SETTORE SIDERURGICO**

CANDIDATO
Filippo Bezzi

RELATORE
Prof. Fabio Tossani

CORRELATORI
Ing. Miro Giordano
Prof. Fabio Napolitano

Anno Accademico
2022/23

Sessione
III

Indice

Introduzione	III
1 Gli impianti industriali del settore siderurgico	1
1.1 Macchinari principali e caratteristiche di assorbimento energetico..	1
1.1.1 Acciaio primario.....	3
1.1.2 Acciaio secondario	6
1.2 Tecnologie per la transizione verso il “green steel”	9
1.2.1 Aumento di produzione di acciaio secondario	11
1.2.2 Riduzione diretta dei minerali ferrosi con idrogeno	12
1.2.3 Cattura, stoccaggio e utilizzo di anidride carbonica	14
2 Sistemi di accumulo elettrochimici per utilizzi industriali	15
2.1 Soluzioni impiantistiche	16
3 Servizi erogabili da un impianto di accumulo.....	25
3.1 Servizi “behind the meter”.....	25
3.1.1 Autoconsumo	25
3.1.2 Livellamento dei picchi.....	26
3.1.3 Servizi di Power Quality	28
3.2 Servizi “in front of the meter”	33
3.2.1 Vendita sui mercati dell’energia	33
3.2.2 Servizi ancillari di rete	35
4 Modello di calcolo.....	39
5 Casi studio.....	45
5.1 Limatura dei picchi e regola delle 7000 ore	46
5.2 Immunizzazione buchi di tensione e regolazione primaria	59
Conclusioni	71
Riferimenti	75

Introduzione

L'elaborato fornisce una analisi economico-finanziaria di possibili applicazioni di sistemi di accumulo elettrochimico nel settore della siderurgia attraverso simulazioni sviluppate in ambiente MATLAB e aventi come oggetto casi studio i cui dati provengono da impianti industriali esistenti.

La stesura della tesi è avvenuta durante un tirocinio svoltosi da settembre a novembre 2023 presso gli uffici di Genova dell'azienda LUX Automation GmbH, che opera nel settore dell'automazione industriale ed è parte di SMS Group, uno dei leader mondiali nella progettazione e costruzione di impianti siderurgici. Entrambe le aziende hanno sede principale a Düsseldorf, in Germania, per questo le analisi verranno eseguite considerando sia il contesto normativo italiano che quello tedesco.

La descrizione del contesto industriale in cui si opera è fornita nel primo capitolo, in cui vengono esposti i principali macchinari utilizzati nella produzione e lavorazione dell'acciaio e le strategie adottate per la riduzione delle emissioni clima alteranti. Oggetto del secondo capitolo è una descrizione impiantistica delle soluzioni esistenti in commercio di impianti di accumulo elettrochimico basati su tecnologia al litio di scala industriale. Nel terzo capitolo sono discussi i possibili servizi che un sistema di accumulo è in grado di erogare, con particolare attenzione per quelli considerati nelle simulazioni. La struttura e le logiche utilizzate nel codice di calcolo sono descritte nel capitolo 4. Nel quinto e ultimo capitolo sono inclusi due casi studio. Il primo analizza il servizio di limatura dei picchi in un impianto di produzione di acciaio tramite forni elettrici ad arco nel contesto normativo tedesco. Il secondo prevede un utilizzo più flessibile del sistema di accumulo all'interno di un impianto di laminazione, in particolare: l'immunizzazione da buchi di tensione, la regolazione primaria di frequenza in Italia e il servizio di alimentazione di emergenza per carichi privilegiati. Per ognuno di essi è fornita una descrizione del dimensionamento del sistema di accumulo e i risultati economici in termini di flussi di cassa e tempo di ritorno degli investimenti.

1 Gli impianti industriali del settore siderurgico

1.1 Macchinari principali e caratteristiche di assorbimento energetico.

Un impianto siderurgico o acciaieria è un complesso industriale dove materie prime come minerali di ferro e rottami metallici vengono trasformati in prodotti in acciaio semilavorati (bramme, blumi, billette) o in prodotti finiti laminati (rotaie, lamiere).

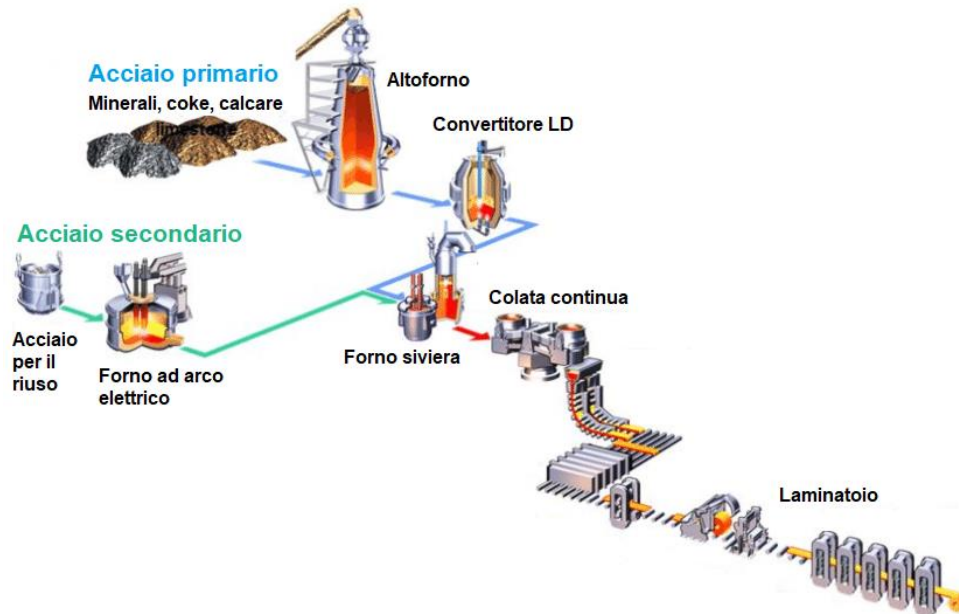


Figura 1 - Processo siderurgico (adattato da [1]).

La prima fase della produzione di acciaio avviene nella fonderia secondo due processi principali: a partire da minerali ferrosi (acciaio primario) attraverso l'utilizzo di un altoforno il cui prodotto, la ghisa, viene raffinata in acciaio in un convertitore; partendo da scarti di acciaio provenienti dalla filiera del riciclo grazie a forni elettrici ad arco o forni a induzione (acciaio secondario). Se una successiva raffinazione si rende necessaria, ad esempio per aggiustare il tenore di carbonio o per ottenere leghe particolari, viene utilizzato un forno siviera. Il materiale fuso ottenuto viene riversato in un macchinario a colata continua che, grazie alla forza gravitazionale, forma un semilavorato continuo a temperatura prossima a quella di fusione il cui comportamento plastico permette di essere indirizzato, tramite rulli, al laminatoio (Figura 1). Quest'ultimo riscalda il metallo a circa 1100 °C e, attraverso una serie di

gabbie di laminazione, lo lavora fino ad ottenere un prodotto finito avente le caratteristiche geometriche desiderate (Figura 2).

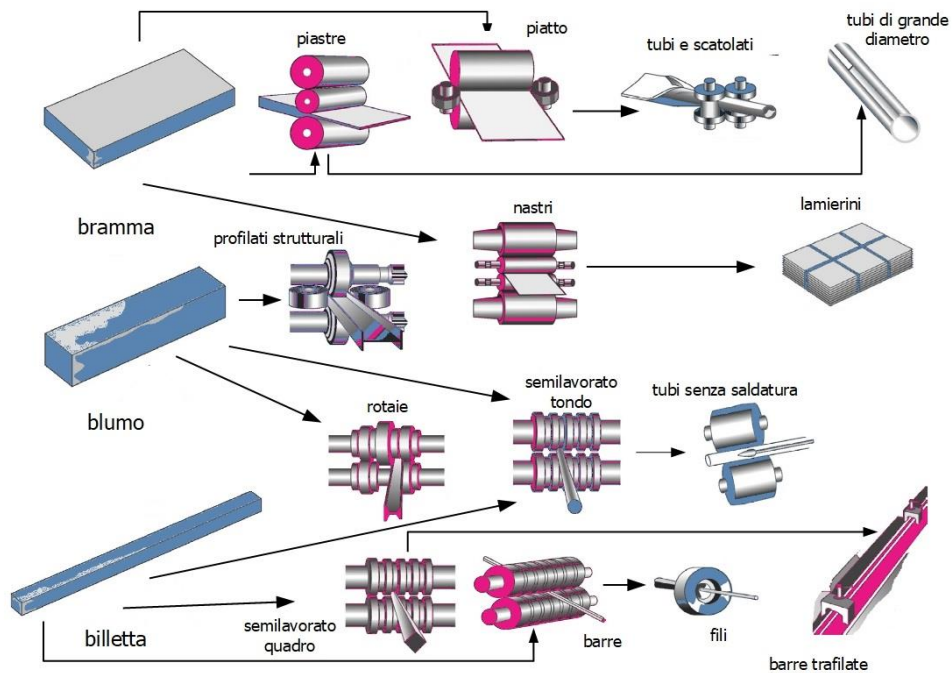


Figura 2 - Prodotti finiti ottenuti dal processo di laminazione, (adattata da [2]).

Ogni gabbia di laminazione contiene una o più coppie di rulli che generano sull'acciaio una forza di compressione, che ne riduce lo spessore, e di trazione tramite la loro rotazione. La forza di compressione è applicata attraverso impianti idraulici controllati elettronicamente, mentre la rotazione è generata da un complesso sistema di trasmissione avente come motore primo un azionamento elettrico (Figura 3). Il controllo molto preciso delle forze applicate al metallo è un fattore fondamentale per l'ottenimento di manufatti della qualità richiesta. Per questo è richiesta, oltre a un preciso sistema di controllo, una ottima qualità della tensione di alimentazione. Eventuali fenomeni come buchi di tensione possono causare la rottura dei manufatti e il conseguente fermoimpianto (vedi paragrafo 5.2).

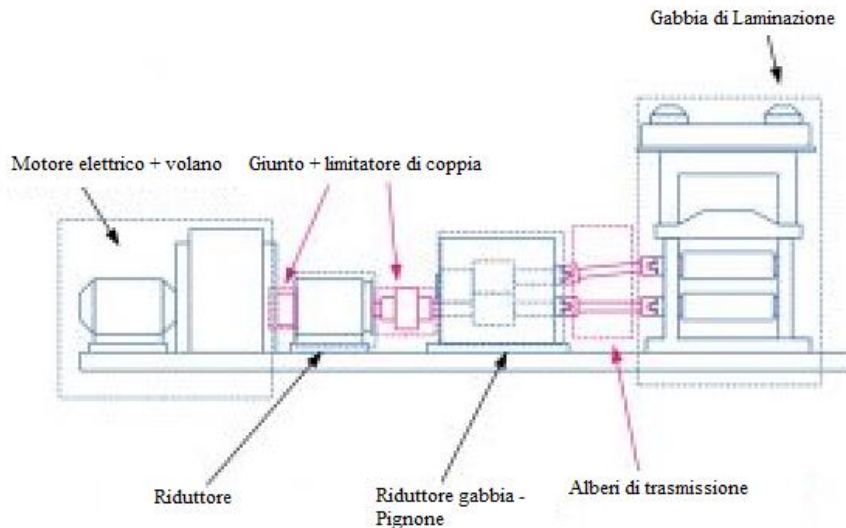


Figura 3 - Azionamento e trasmissione di una gabbia di laminazione, (adattata da [2]).

Nei sottoparagrafi 1.1.1 e 1.1.2 vengono descritte le due tipologie di produzione dell'acciaio, rispettivamente primario e secondario. Questa trattazione risulterà utile per comprendere le strategie di abbattimento delle emissioni contenute nel paragrafo 1.2.

1.1.1 Acciaio primario

La produzione di acciaio primario ha inizio da minerali ferrosi ricchi di ossidi di ferro (FeO_2 , FeO_3). Essi possono trovarsi sotto forma di rocce frantumate fino alla corretta dimensione o polveri. Nel secondo caso prima della lavorazione vengono riscaldate in maniera controllata tramite sinterizzazione per ottenere forme più modellabili come pellet. Un passaggio fondamentale è quello della riduzione, inteso in senso chimico: l'atomo di ferro deve acquisire elettroni per liberarsi dallo stato di ossido e diventare ferro metallico. Questa reazione è endotermica e non spontanea (basti pensare come la ruggine, che non è altro che ossido di ferro, si formi spontaneamente su oggetti metallici se a contatto con l'ossigeno dell'aria). Richiede quindi che sia fornita energia termica ed è esattamente questo che avviene nei forni impiegati nell'industria siderurgica.

Esistono una moltitudine di procedure che utilizzano diversi tipi di fornaci. È tuttavia possibile raggruppare le lavorazioni in due tipologie principali: altoforno + convertitore, spesso indicate con la terminologia inglese *Blast Furnace (BF)* + *Basic Oxygen Furnace (BOF)*; riduzione diretta (*Direct*

Reduction of Iron Ore - DRI) tramite diversi tipi di fornaci che variano a seconda di vari aspetti come i volumi produttivi e il combustibile utilizzato. Gli altiforni, utilizzati fin dal III secolo A.C. nei territori dell'attuale India [3], rappresentano la lavorazione più classica del ferro. I moderni altiforni hanno una struttura cilindrica in acciaio rivestita internamente da materiale refrattario ed esternamente raffreddata ad acqua. Le dimensioni sono ragguardevoli: l'altezza varia tra 20 e 110 metri e il diametro massimo tra 6 e 15 metri [4]. In Figura 4 è possibile vedere una rappresentazione schematica di un altoforno utile per descriverne il funzionamento.

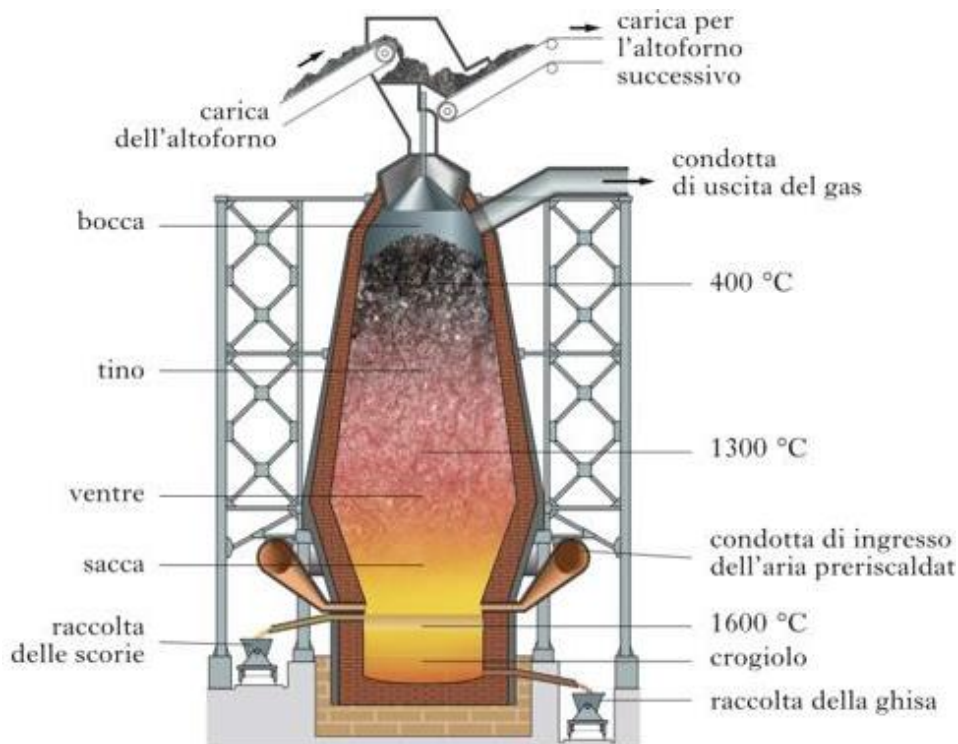


Figura 4 – Altoforno (adattata da [5]).

Il ciclo produttivo inizia con l'immissione delle materie prime attraverso la bocca dell'altoforno. Oltre ai minerali ferrosi viene introdotto il combustibile (carbone semplice o più spesso lavorato per ottenere il cosiddetto coke) e calcare, usato come agente flussante. Contemporaneamente viene immessa aria preriscaldata dai condotti posti nella parte inferiore dell'altoforno. La combustione causata dal contatto dell'aria con il combustibile causa l'aumento di temperatura e fino a valori vicino ai 1600 °C nella parte centrale e fino a 2200°C nelle zone più vicino agli ugelli. L'energia sprigionata causa una serie di reazioni chimiche (Figura 5) al termine delle quali si ottengono i

prodotti di processo: ghisa, scoria (talvolta indicata come *loppa*) contenente le impurità catturate dalla decomposizione del calcare e gas di scarico.

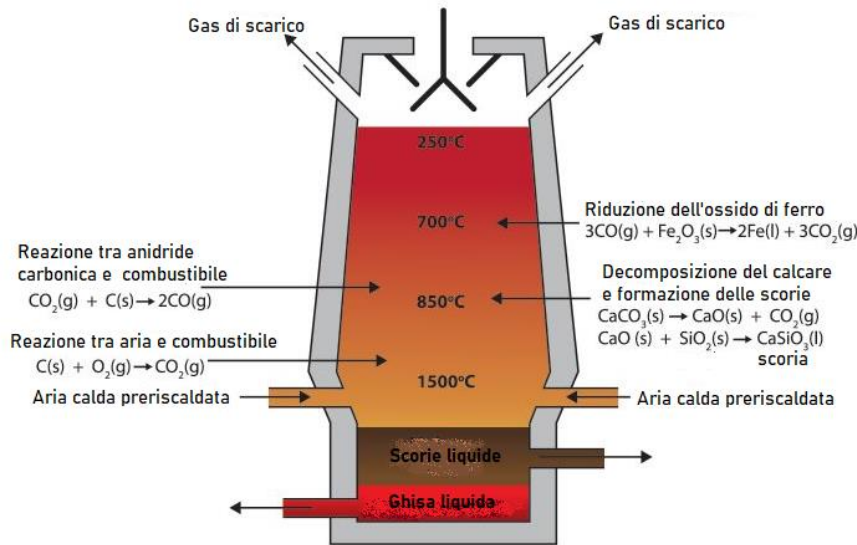


Figura 5 – Reazioni chimiche nell’altoforno (adattata da [6]).

Ghisa e scorie defluiscono in forma liquida nella parte inferiore dell’altoforno, mentre i gas ad alto valore entalpico (tra 3200 e 4000 kJ/m³), composti da monossido e biossido di carbonio, idrogeno, azoto e vapore acqueo vengono utilizzati per preriscaldare l’aria in ingresso, altri processi industriali o per la creazione di energia elettrica tramite turbine a vapore appositamente progettate [6].

La ghisa prodotta (in inglese *Pig Iron*) differisce dall’acciaio per un maggiore presenza di carbonio nel reticolo cristallino (maggiore del 2% secondo la normativa ISO 9147) che fornisce al materiale peggiori caratteristiche fisiche e scarsa lavorabilità. Per migliorare questi aspetti una seconda lavorazione si rende necessaria. Essa avviene in un convertitore secondo il processo Linz-Donawitz, spesso indicato con *LD-Converter*, o *Basic Oxygen Furnace – BOF* [7]. La fornace ha una struttura inclinabile di forma cilindrica con il fondo chiuso e apertura a forma conica nella parte superiore rivestito internamente da mattoni refrattari (Figura 6).

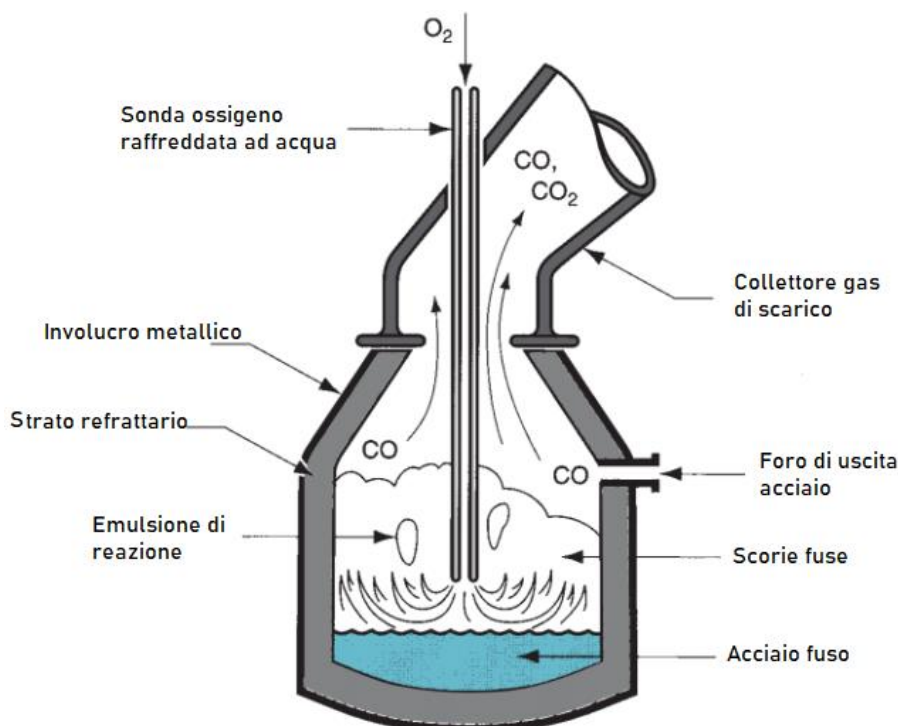


Figura 6 – Basic Oxygen Furnace (adattata da [8]).

I prodotti in essa versati prendono il nome di *carica*. Una carica è normalmente formata da circa il 70-75% di ghisa fusa proveniente dall'altoforno, un 25-30% di scarti ferrosi riciclati e agenti flussanti come il carbonato. Con la fornace in posizione eretta viene immersa una sonda raffreddata ad acqua nella quale viene fatto scorrere ossigeno puro ad alta pressione (*top blown BOF*). Le sonde possono anche essere più di una e posizionate anche sul fondo del recipiente (*top and bottom blown BOF*). L'ossigeno, a contatto con il metallo fuso, causa una reazione fortemente esotermica di combustione che consuma parte del carbonio presente nella ghisa trasformandolo in acciaio e causando l'emissione di monossido e biossido di carbonio come gas di scarico. Il processo, avente una durata di circa venti minuti, produce acciaio con contenuto di carbonio minore dell'un per cento. Esso viene poi versato in una siviera che lo trasporta verso la successiva stazione di lavorazione.

1.1.2 Acciaio secondario

La produzione di acciaio a partire da scarti metallici avviene tramite l'uso di forni elettrici di due tipologie principali: ad arco e a induzione. I primi sono i

più diffusi e raggiungono dimensioni e potenze considerevoli (dai 20 fino a oltre 200 MVA), mentre i secondi sono adatti ad impianti di taglia inferiore (principalmente a causa del basso fattore di potenza con cui lavorano che renderebbe difficile e costoso da compensare per potenze paragonabili ai forni ad arco). Per queste ragioni la trattazione seguente riguarda i forni elettrici ad arco.

Il principio di funzionamento di un forno elettrico ad arco consiste nel generare un arco elettrico a bassa tensione (100-600 V) ma alta corrente (20-80 kA) che scorrendo attraverso il metallo genera per effetto joule il calore necessario per scioglierlo. Esistono forni ad arco sia in corrente continua che alternata.

La struttura (Figura 7) prevede un contenitore di pianta cilindrica rivestito internamente da materiale refrattario e raffreddato esternamente ad acqua. In prossimità del fondo sono presenti due fori: uno per lo scolo del metallo fuso e sopra ad esso uno per lo scarico delle scorie. La copertura presenta i forni necessari al passaggio degli elettrodi. Essi sono realizzati in grafite e presentano raggi fino al metro per gestire le grandi correnti richieste dalla lavorazione. Gli elettrodi sono ancorati tramite un meccanismo che ne permette la traslazione verticale in modo da poter gestire la lunghezza

dell'arco e compensare l'usura da cui sono affetti che tende ad accorciarne la lunghezza.

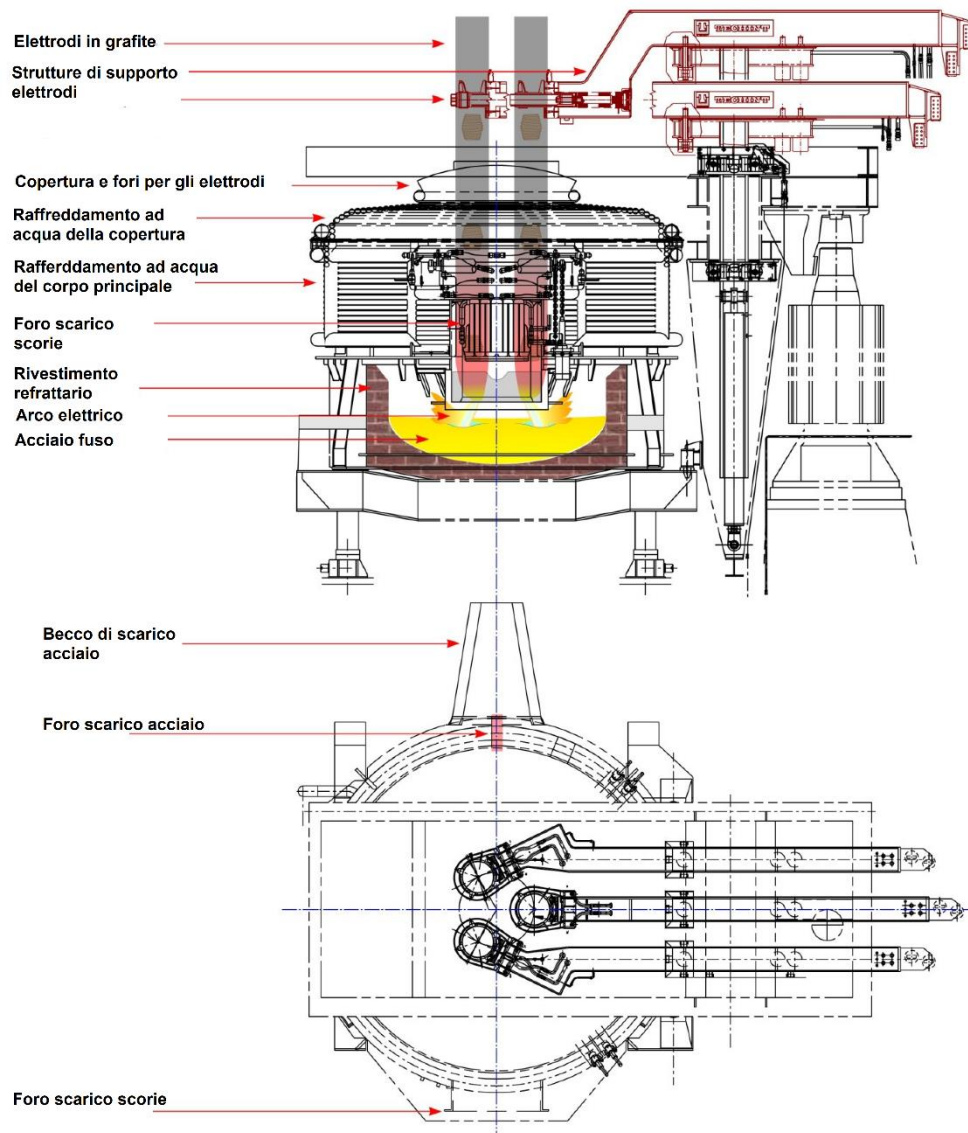


Figura 7 - Struttura forno ad arco trifase (adattato da [9]).

I forni elettrici sono alimentati tramite trasformatori abbassatori il cui primario è connesso alla rete di distribuzione interna in media tensione e il secondario in bassa tensione. Nel caso di forni trifase è prevista la presenza di un dispositivo di variazione rapporto spire sotto carico (*On-Load Tap Changer - OLTC*) per poter controllare la tensione di alimentazione del forno e la conseguente potenza assorbita. Nel caso di forni in corrente continua il secondario è connesso a un convertitore a ponte che raddrizza la tensione e tramite il controllo dell'angolo di innesco permette la modulazione del valore

medio, controllando così la potenza assorbita dal forno. In questo caso è necessario un conduttore di ritorno connesso al corpo metallico del forno.

L'esercizio di macchinari così energivori causa problemi di power quality: la corrente di prima magnetizzazione del trasformatore nei momenti di avvio delle lavorazioni causa buchi di tensione; le non linearità introdotte sia dall'arco elettrico che dall'elettronica di potenza possono causare contributi armonici spuri e flickers; il carattere induttivo del circuito equivalente del forno ad arco può abbassare il fattore di potenza in maniera eccessiva. Per questo vengono abitualmente installati sul feeder di media tensione filtri passivi RC e compensatori capacitivi. Negli ultimi decenni è sempre più comune l'installazione di dispositivi attivi come compensatori statici (*Static Var Compensator SVC*).

I cicli produttivi prevedono una durata tra i 30 e i 90 minuti. Le caratteristiche di assorbimento energetico prevedono un consumo tra i 300 e i 500 kWh per ogni tonnellata prodotta. Ad esempio, un forno di media taglia da 50 MVA in grado di produrre quasi 2000 tonnellate al giorno di acciaio con un consumo specifico di 425 kWh/tonn ha un assorbimento giornaliero di 800 MWh ad una potenza media oraria di circa 33 MW [10].

1.2 Tecnologie per la transizione verso il “green steel”

Ad oggi, come visto nel paragrafo 1.1, l'acciaio può essere prodotto o partendo da minerali ferrosi utilizzando un altoforno o da acciaio riciclato tramite l'uso di forni elettrici ad arco. La prima tecnologia produttiva causa l'emissione di grandi quantità di anidride carbonica a causa della grande quantità di combustibile fossile (carbone o coke) necessario per il funzionamento. A livello mondiale circa il 70% dell'acciaio prodotto è originato da minerali ferrosi, mentre il restante dalla filiera del riciclo [5]. Si stima che ogni tonnellata di acciaio e ferro prodotto nel 2020 abbia causato l'emissione di 1.89 tonnellate di anidride carbonica, che corrisponde al 7-9% delle emissioni globali di origine antropica [12]. Gli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂ del settore siderurgico sono state fissate in primo luogo dall'Accordo di Parigi del 2015. A livello europeo con il piano REPowerEU

del marzo 2022 si stabilisce come il settore debba ridurre tali emissioni del 80-95% entro il 2050, rispetto al livello del 1990 [14].

Per il conseguimento dei risultati citati è stato introdotto nel 2005 dalla Commissione Europea il sistema “*Emission Trading System ETS*”. Esso consiste in un meccanismo secondo il quale le industrie operanti in settori caratterizzati da grandi emissioni di gas clima-alteranti (centrali elettriche, vetrerie, cementifici, acciaierie e trasporto aereo) debbano rispettare un tetto di emissioni annuali fissato e univoco per ogni settore. Ad ogni tonnellata equivalente di CO₂ è associato un credito di emissione. Le aziende che rispettano il limite si trovano ad avere un avanzo di crediti, al contrario quelle che sfiorano il tetto di emissioni sono costrette ad acquistare crediti. La compravendita avviene secondo un meccanismo ad asta. Il limite di emissioni diminuisce annualmente secondo un tasso del 2.2% nel periodo attuale (2021-2030). Tale diminuzione porterà ad un aumento della domanda di crediti e quindi al valore dei crediti di emissione, causando costi aggiuntivi alle industrie inquinanti. Questo meccanismo ha la funzione di incentivare implicitamente l’investimento in tecnologie orientate alla diminuzione delle emissioni clima-alteranti.

Nel settore siderurgico le tecnologie utilizzabili per la riduzione delle emissioni sono riassumibili in:

- aumento della produzione di acciaio da forni elettrici ad arco;
- riduzione diretta dei minerali ferrosi tramite idrogeno;
- introduzione di tecnologie di cattura, stoccaggio e utilizzo della CO₂ (*CCUS: Carbon Capture Utilization and Storage*).

Inoltre l’autoproduzione di energia da fonti rinnovabili, tipicamente fotovoltaica, risulta essere un investimento strategico per ridurre i costi legati all’acquisto di energia elettrica e per rendersi meno influenzabili dai rischi legati al prezzo dell’energia (anche il settore della produzione elettrica rientra nella normativa ETS). Per questo motivo nei casi studio del capitolo 0 si è ipotizzata la presenza di un impianto fotovoltaico.

Per ognuna delle tecnologie riportate seguirà una descrizione che ha lo scopo di mettere in luce, oltre agli aspetti favorevoli, le criticità e le problematiche di implementazione a livello industriale.

A parte dove meglio specificato le informazioni sono state tratte da [11], [15] e [13].

1.2.1 Aumento di produzione di acciaio secondario

L'utilizzo di forni elettrici ad arco comporta una frazione di emissioni dirette, quindi in loco, rispetto alla produzione tramite altoforno. Questo è dovuto all'uso minimo di combustibile fossile (si parla in media di 12 kg di coke per ogni tonnellata di acciaio). Rimane chiaramente da affrontare la questione posta dalle materie prime utilizzate per produrre l'energia elettrica che alimenta il forno. Tale questione è legata al mix energetico del paese in cui opera l'impianto ed eventuali impianti rinnovabili installati nelle proprietà dello stabilimento andrebbero a diminuire ulteriormente le emissioni complessive.

Un problema più annoso che affligge l'aumento dell'uso di forni elettrici è la disponibilità di acciaio di scarto. Ad oggi circa l'85% dell'acciaio prodotto viene riciclato. Questo rappresenta da un lato sicuramente un aspetto positivo, dall'altro lascia poco margine di miglioramento. La porzione di acciaio non riciclabile è dovuta a problemi di qualità (la contaminazione anche minima con altri metalli, come il rame, causa grossi problemi nella lavorazione e affligge la qualità del prodotto finito).

Ad oggi l'acciaio impiegato in edilizia, a causa di infrastrutture con lunghe vite di progetto, rappresenta una riserva immobilizzata che si renderà disponibile negli anni a venire causando un aumento di acciaio secondario fino al 45% del totale entro il 2050 rispetto al 30% attuale.

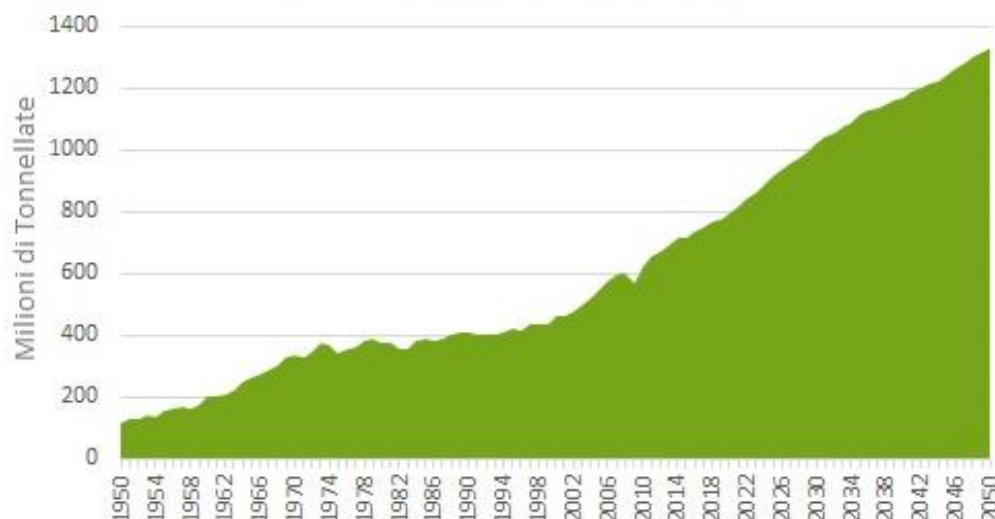
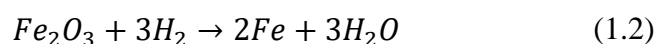
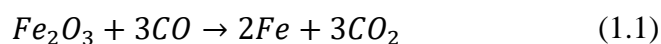


Figura 8 – Disponibilità acciaio per il riuso (adattato da [16]).

La crescita attesa di acciaio riutilizzabile nei prossimi trenta anni è di ben 500 milioni di tonnellate, come visibile in Figura 8.

1.2.2 Riduzione diretta dei minerali ferrosi con idrogeno

Il processo di riduzione degli ossidi ferrosi presenti nei minerali attraverso l'uso di combustibili fossili come carbone, coke o gas naturale rappresenta una tecnologia ben assestata. Le reazioni seguenti riassumono i processi chimici che portano alla trasformazione del ferro da ossido a metallico utilizzando rispettivamente il carbonio contenuto nei combustibili fossili (1.1) e utilizzando idrogeno (1.2). Si nota in particolare come nel secondo caso sia abbia la formazione di acqua come prodotto di scarto e non anidride carbonica.



La produzione di idrogeno può avvenire in diversi modalità, le cui principali sono il *reforming* del metano e tramite elettrolisi. La più diffusa ad oggi è la prima, in cui il gas naturale viene fatto reagire con vapor d'acqua ad alte temperature (750-1000°C) in presenza di un catalizzatore (di solito a base di nickel)[17]. Il processo richiede la combustione di una parte del metano per generare il vapore e ha come prodotto di scarto anidride carbonica. Non rappresenta quindi una modalità *carbon-free* di produzione. È tuttavia

possibile limitare le emissioni clima-alteranti tramite la cattura della CO₂ prodotta (vedi 1.2.3). L'elettrolisi prevede invece la separazione della molecola di acqua nei suoi elementi costitutivi: idrogeno e ossigeno. Si tratta di una reazione fortemente endotermica e l'energia necessaria è fornita da energia elettrica all'interno di macchinari appositi detti elettrolizzatori. L'emissione di gas serra associata all'elettrolisi dipende dalla modalità con cui è stata prodotta l'energia elettrica che alimenta la reazione: l'impiego di impianti rinnovabili rende la produzione virtualmente a emissioni zero¹.

La produzione di idrogeno tramite elettrolisi è sicuramente migliore da un punto di vista ambientale, ma da un punto di vista economico non sembra ancora esserlo. Secondo uno studio pubblicato dall'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) nel 2019 [18] il prezzo di produzione dell'idrogeno tramite elettrolisi è ancora superiore rispetto al *reforming*. Ci si aspetta tuttavia una diminuzione del costo di produzione nei prossimi anni (Figura 9). In [13] è riportato come un fattore fondamentale per giudicare il vantaggio economico dell'idrogeno è il costo della CO₂, definito secondo il meccanismo EU ETS. Nel caso di impianti siderurgici tradizionali già ammortizzati con un prezzo dei crediti di carbonio di 60 €/t la produzione di idrogeno sia conveniente se il suo costo è inferiore a 12 €/kg. Ci si aspetta che queste condizioni siano rispettate in Europa a partire dal 2030.

¹ la produzione non è mai completamente a emissione nulle: costruzione, trasporto e smaltimento a fine vita degli impianti comportano emissioni inquinanti.

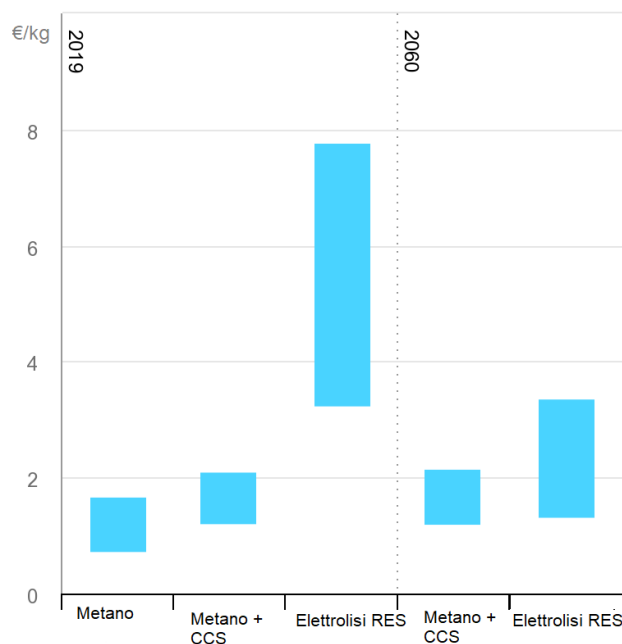


Figura 9 - Costo di produzione dell'idrogeno (adattato da [18]).

1.2.3 Cattura, stoccaggio e utilizzo di anidride carbonica

L'applicazione di tecnologie per la cattura delle emissioni clima alteranti nell'industria siderurgica è considerata come fondamentale nella strategia europea di decarbonizzazione del settore. Le moderne tecnologie di cattura permettono una riduzione di emissioni causate dalla produzione primaria di acciaio tra il 40 e l'80% [15].

La sfida principale posta dall'introduzione di queste tecnologie è il necessario *retrofitting* degli impianti esistenti. Essi sono infatti siti che presentano una grande complessità impiantistica e l'inserimento di apparati per la cattura di CO₂ non risulta così immediata.

Il gas catturato può essere stoccato all'interno di giacimenti di petrolio o gas naturale depletati, si parla allora di *Carbon Capture and Storage CCS*. Un'altra possibilità è quella di utilizzare il gas catturato all'interno di altri processi industriali, in particolare nel settore chimico (*Carbon Capture and Utilization CCU*).

2 Sistemi di accumulo elettrochimici per utilizzi industriali

I sistemi di accumulo basati su celle secondarie, indicati con la terminologia inglese *Battery Energy Storage System - BESS* hanno visto negli ultimi anni una grande crescita nei valori di potenze ed energie nominali. Ciò ha aperto la possibilità di utilizzare queste tecnologie in applicazioni industriali tipicamente considerate proibitive.

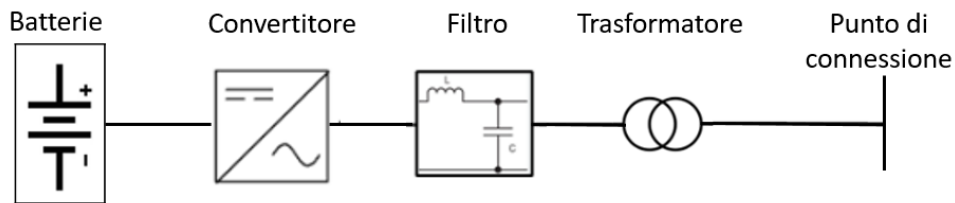


Figura 10 - Schema di principio di un sistema di accumulo.

Gli elementi fondamentali che compongono un sistema di accumulo (Figura 10), indipendentemente dalla taglia e dall'utilizzo, sono:

- Batterie: sono l'insieme di elementi che fisicamente immagazzinano l'energia, costituendo quindi il sistema di accumulo. Ad oggi, le più comuni si basano su celle agli ioni di litio;
- Convertitore: è l'elemento che converte la tensione da continua ad alternata per poter interfacciarsi con la rete di distribuzione alternata trifase. L'inverter è bidirezionale per permettere la carica e scarica delle batterie e i transistor utilizzati sono comunemente IGBT;
- Filtro: questo elemento permette di rimuovere buona parte delle componenti armoniche spurie contenute nelle forme d'onda generate dal convertitore per poter rispettare le norme che regolano la connessione alla rete di tecnologie *inverted-based* (CEI EN 50160);
- Trasformatore: questo elemento adatta il livello di tensione del sistema di accumulo (BT) al livello di rete, che a seconda delle applicazioni può essere in bassa o media tensione. Spesso si rende necessario anche quando sia l'accumulo che la rete sono in bassa tensione, poiché gli inverter lavorano spesso con tensioni superiori ai 400V della bassa tensione.

Le risorse necessarie alla stesura del seguente paragrafo (2.1) hanno origine, tranne dove specificato diversamente, interna all'azienda sede del tirocinio.

2.1 Soluzioni impiantistiche

I moderni sistemi di accumulo per applicazioni industriali prevedono l'utilizzo di container come alloggio per batterie e convertitori. Esistono tuttavia soluzioni in cui le batterie e i convertitori sono contenuti in involucri adatti a poter operare all'aperto. I vantaggi principali nell'utilizzo di container sono:

- rapidità di installazione in sito, in quanto gli elementi funzionali sono già assemblati e rimangono da eseguire le connessioni elettriche e idrauliche con gli elementi esterni. Richiedono inoltre limitate opere civili per l'installazione;
- facilità di trasporto: i container rappresentano elementi standard per il trasporto sia navale che su gomma o rotaia;
- i container stessi sono una struttura semplice ma efficace per la resistenza contro agenti atmosferici.

Nonostante i vantaggi elencati esistono aspetti che rendono inadatto l'uso di container, come i vincoli sulla preservazione del paesaggio o la limitata disponibilità di spazio. In questi casi è possibile ricorrere a soluzioni da interno, quindi riporre tutti gli elementi all'interno di una struttura già esistente o di nuova costruzione.

La struttura delle unità di accumulo (Figura 11) ha inizio con la cella, di solito di tipo prismatico per uno sfruttamento ottimale dello spazio. Più celle vengono connesse in serie e parallelo per formare un modulo, in seguito due moduli sono uniti in parallelo per formare un pacco batterie, indicato con la terminologia inglese *pack*. La distinzione modulo/pack non è universale e varia a seconda del costruttore. Spesso infatti si indica con modulo quello che ora è stato indicato come pack. La connessione in serie, di più pacchi batterie forma un *rack*. Ogni rack è controllato da un BMS (*Battery Management System*) che garantisce la sicurezza della carica e scarica. Più rack vengono connessi in parallelo a formare un banco, che è l'unità connessa al bus DC

del convertitore. Normalmente all'interno di un container sono presenti due banchi, uno per lato della struttura. Maggiore dettaglio sui dispositivi di controllo saranno esposti nella pagina successiva.

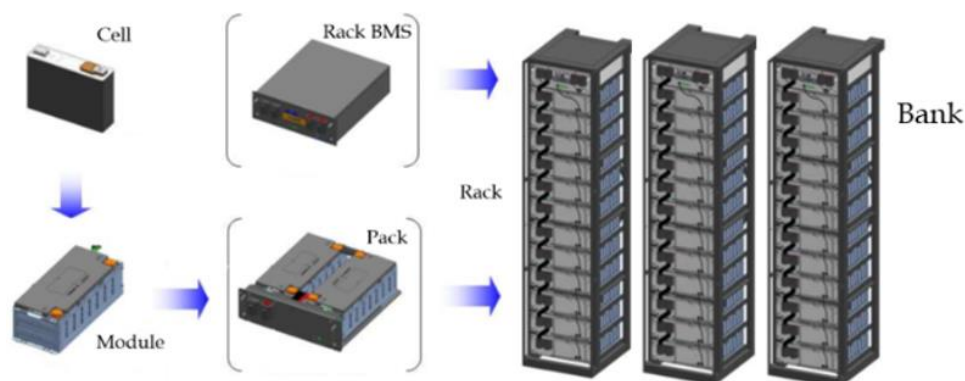


Figura 11 - Struttura di una unità di accumulo (banco).

La composizione interna di un container può prevedere la sola presenza di unità di accumulo o la presenza sia di batterie che dell'unità di conversione, si parla in questo caso di design ibrido. Un confronto visivo tra le due tipologie è visibile in Figura 12. Se da un lato i container *full battery* hanno capacità energetiche maggiori grazie al maggior numero di rack presenti, essi richiedono il posizionamento del convertitore esternamente. I container ibridi permettono layout di installazione più compatti.



Figura 12 - Container solo batterie (sinistra) e ibrido (destra).

La gestione del calore generato all'interno dei container è gestito da impianti di raffreddamento che nella maggior parte dei casi sono a liquido e non ad aria. L'utilizzo di un fluido permette una asportazione del calore puntuale di ogni modulo e garantisce una distribuzione di temperatura più uniforme tra i moduli e una variazione stagionale di soli cinque gradi. L'aria infatti tende a

far assumere temperature maggiori ai moduli posti nella parte superiore del container a causa del naturale movimento dell'aria calda verso l'alto. Il liquido utilizzato è una miscela di acqua e glicole propilenico. Il sistema di raffreddamento rappresenta l'ausiliario più energivoro, con assorbimenti massimi intorno al 3-5% della potenza installata dal container.

Grande attenzione è posta verso la prevenzione e l'estinzione di eventuali incendi che possono generarsi all'interno del container. Un complesso sistema di rilevatori di gas è usato per monitorare tutte le aree dell'unità. Nella parte superiore sono posti gli ugelli del sistema di estinzione. Esso è alimentato da una soluzione estinguente indicata dal costruttore delle batterie in modo che risulti compatibile ed efficace con la chimica delle celle. Dal punto di vista normativo non esiste ancora in Europa un inquadramento armonizzato sul rischio incendi associato agli impianti di accumulo. È necessario quindi rispettare le prescrizioni dei vigili del fuoco della regione in cui l'impianto verrà installato. Tuttavia nei prossimi anni ci si aspetta l'introduzione di norme simili alla NFPA 855 statunitense e una conseguente armonizzazione del panorama normativo mondiale. Tale regolamentazione può ad oggi essere richiesta su base volontaria dal cliente. La normativa in essere individua come fonti di pericolo le batterie e i trasformatori ad olio. Per questi ultimi, se il volume d'olio è minore di 2000 litri, è imposta una distanza minima di 3 metri da un'altra fonte di pericolo (IEC 61936-1 Tabella 3). L'attuale standard tecnico di design dei trasformatori porta a consigliare unità di potenza inferiore ai 5 MVA.

Gli elementi che costituiscono un sistema di accumulo sono suddivisi a livello concettuale in unità di accumulo (*Storage Unit SU*) che raggruppano tutti gli elementi sottesi allo stesso trasformatore. Ogni SU è formata dalle unità di conversione (*Power Conversion System PCS*), in numero uguale agli avvolgimenti secondari del trasformatore elevatore (1, 2 o 4), e dai banchi di batterie sottesi ai convertitori della SU. Ogni PCS è formata dal convertitore di potenza, indicato spesso con l'acronimo AFE (*Active Front-End converter*), dal filtro e dagli apparati di misura e protezione.

Il sistema di controllo del sistema di accumulo è di tipo gerarchico e prevede tre sottosistemi principali che agiscono su tutti gli elementi appena elencati:

- *EMS Energy Management System*: è un software che gestisce in maniera unificata tutti gli assorbimenti energetici dell'impianto in cui il BESS è inserito. In esso vengono implementate le logiche che comandano i servizi che l'accumulo è chiamato ad erogare. I dati di input vengono elaborati e come output principale si ha il riferimento di potenza attiva e reattiva (P,Q) dell'intero BESS. Questo sottosistema può essere sviluppato dal proprietario dell'impianto in cui il BESS è installato per una migliore integrazione con i sistemi già esistenti.
- *PMS Power Management System*: si tratta del sottosistema che trasmette e suddivide, tenendo conto dei limiti fisici, il riferimento di potenze generato dell'EMS a tutte le Storage Unit da cui è formato l'impianto. I riferimenti sono trasmessi ad ogni convertitore (PCU Power Converter Unit). Il PMS inoltre unifica i dati sullo stato di carica (SoC) e di salute (SoH) di ogni banco e li trasmette all'EMS. Questo sottosistema è sviluppato dal fornitore del sistema di accumulo, quindi né dal produttore delle batterie né dal cliente. Ciò permette una integrazione migliore tra i diversi apparati (principalmente inverter e batterie) del BESS che nella maggior parte dei casi provengono da produttori diversi e sono integrati dal progettista/fornitore.
- *BMS Battery Management System*: è un sistema sviluppato dal produttore delle batterie. Ha il ruolo principale di garantire la sicurezza della carica e scarica delle batterie e di stimare con accuratezza SoC e SoH dell'elemento che controlla. Si parla infatti di M-BMS per il controllore del singolo modulo, R-BMS per il controllore del singolo rack e B-BMS per il controllore di un intero banco.

In Figura 13 è mostrato lo schema di principio del sistema di controllo di un sistema di accumulo nel quale ogni Storage Unit è formata da una PCS che controlla un container, formato a suo volta da due banchi. Le PCU presenti

possono essere un numero a piacere, compatibilmente con l'applicazione in questione.

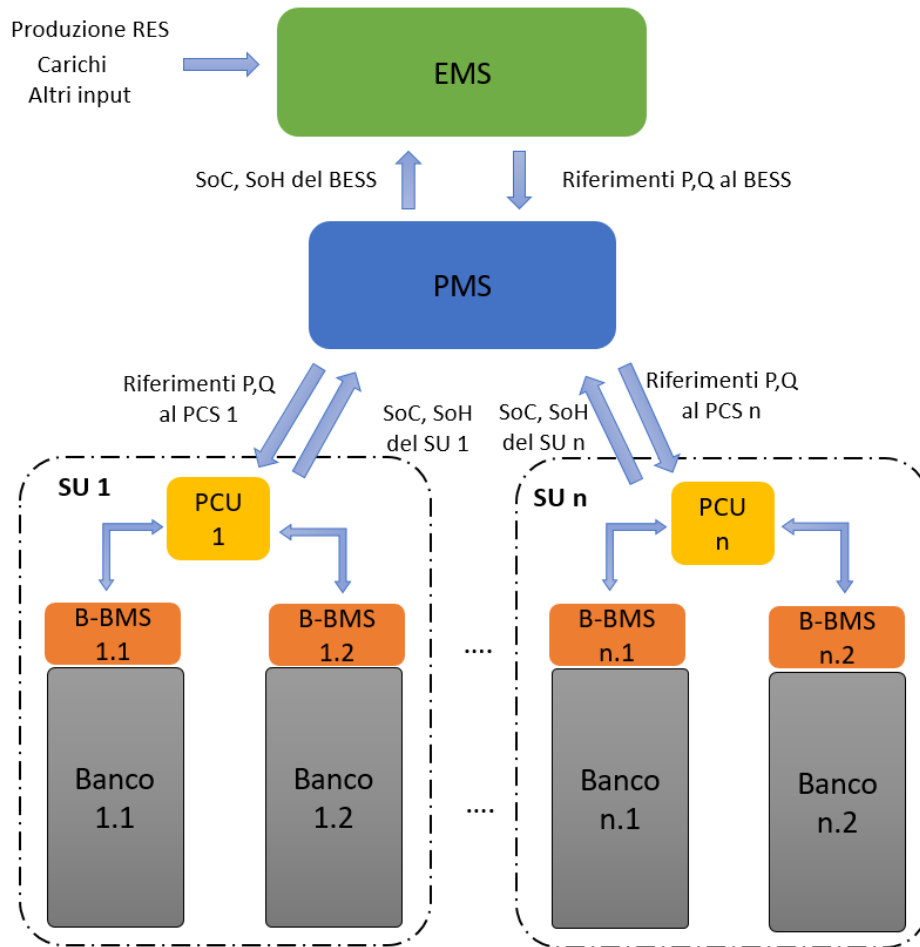


Figura 13 - Schema di controllo di un BESS

Si riportano in Tabella 1 i dati tecnici tipici di una soluzione di container ibrido da 20 piedi. Per la potenza ed energia sono indicati i valori massimi installabili, è tuttavia possibile dimensionare il sistema a piacimento per rispettare le specifiche di progetto dell'applicazione in cui il BESS sarà installato.

Nome Commerciale	X-Pact® S
Dati di Prodotto	
Tipologia container	ISO HC 20 feet)
Dimensioni esterne	6,06 x 2,44 x 2,59 m
Tipologia Design	Ibrido
Potenza nominale	0 ÷ 1,2 MVA
Energia nominale	0 ÷ 2,6 MWh
Efficienza di Round Trip	83 % (con trasformatore)
Tensione lato AC	320 ÷ 690 V
Tensione lato DC	500 ÷ 1.500 V
Sistema di raffreddamento	Liquido (acqua e glicole)
Agente estinguente antincendio	Aerosol, Novec o FM200
Temperatura di esercizio	-20° C ÷ +40° C
Rumorosità	≤ 70 dBA a 10 m
Colore	RAL 9003 (bianco segnale)

Tabella 1 - Dati tecnici container ibrido da 20 piedi.

Per approfondire ulteriormente l'aspetto impiantistico dei BESS si riporta, a titolo di esempio, lo schema unifilare di un impianto da 10 MVA 4h. Le ore rappresentano il tempo necessario al sistema di erogare tutta l'energia accumulata alla potenza nominale. Si tratta di una terminologia spesso usata in questo ambito per quantificare implicitamente la taglia in energia dell'impianto (in questo caso $4h \cdot 10 \text{ MW} = 40 \text{ MWh}$). In Figura 14 è visibile la parte di media tensione dell'impianto. Il feeder parte dalla cabina di media esistente e passa per le cinque RMU presenti (*Ring Main Unit*, solo le celle in cui si realizza la connessione entra-esce e dove si posizionano i dispositivi di manovra e protezione dedicati all'unità di accumulo sottesa), per poi continuare verso il trasformatore degli ausiliari (non riportato, ma indicato sulla destra).

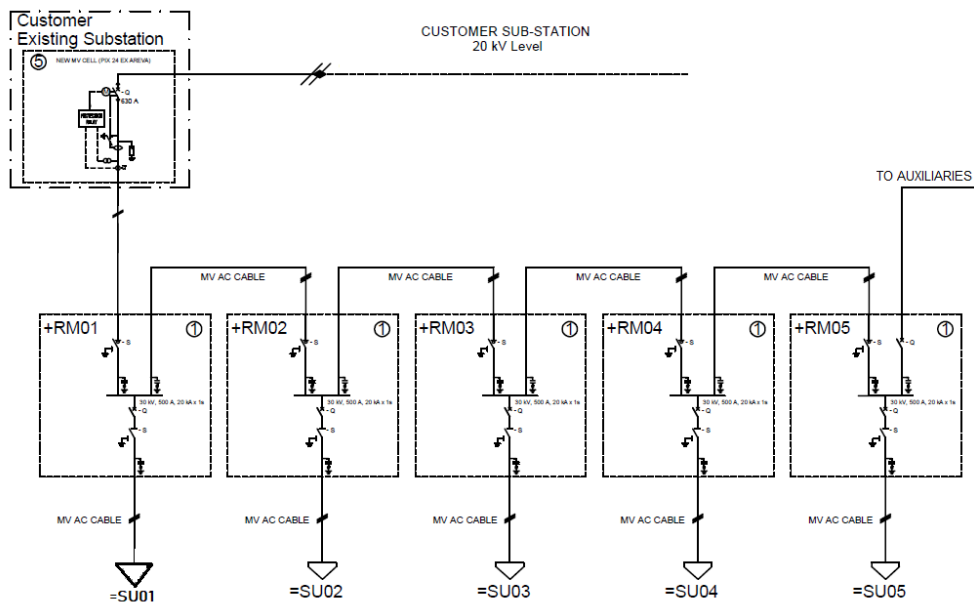


Figura 14 - Schema unifilare BESS da 10 MW 4h, parte 1.

Ogni SU, rappresentata nel suo schema unifilare in Figura 15, è composta da un trasformatore elevatore a due secondari, uno per PCS. Ogni convertitore, della potenza di 1200 kVA, è protetto da guasti nella rete a monte in alternata da un interruttore magneto-termico. La sezione in corrente continua è formata dal parallelo di due container, ognuno dei quali contiene due banchi batterie, protetti, in maniera indipendente, da fusibili. L'energia utilizzabile per ogni coppia di container è pari a 4.4 MWh (uguale ad un totale di 13 rack, ognuno da 372.7 kWh e tenendo conto dei rendimenti).

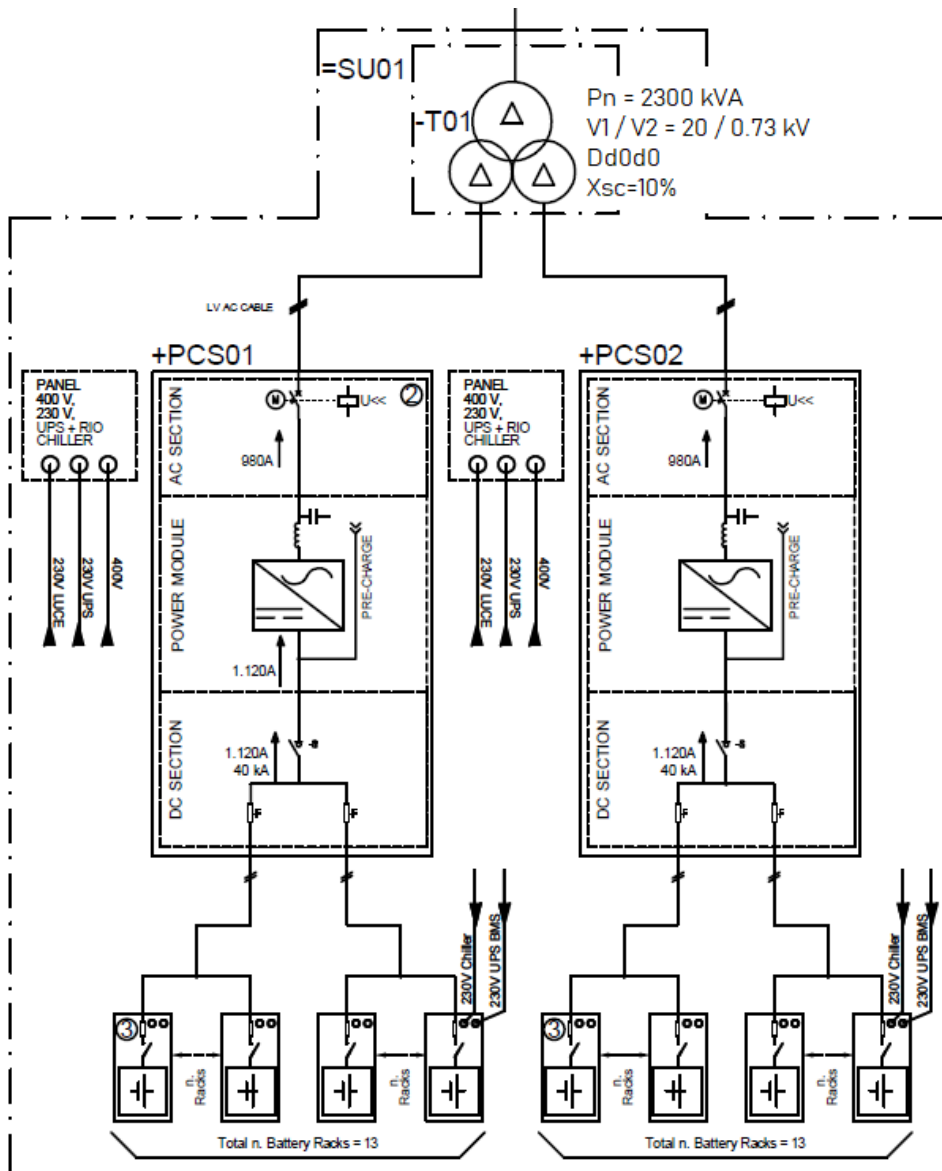


Figura 15 - Schema unifilare BESS da 10 MW 4h, parte 2.

3 Servizi erogabili da un impianto di accumulo

I sistemi di accumulo elettrochimico presentano una grande varietà di impiego. Gli utilizzi sono raggruppabili in due categorie: servizi “*behind the meter*” i cui benefici sono erogati a valle del contatore fiscale di scambio, posizionato in prossimità del punto di connessione dell’impianto e “*in front of the meter*” nei quali i servizi sono erogati verso la rete nazionale.

Nella prima categoria rientrano l’autoconsumo, il livellamento dei carichi (*load leveling*), la limatura dei picchi (*peak shaving*), servizi di *power quality*. Nella seconda sono inclusi i servizi ancillari di rete e la vendita sui mercati dell’energia. L’accesso ai servizi “*in front of the meter*” da parte di sistemi di accumulo elettrochimici è regolato dalle autorità di ogni paese (ARERA per l’Italia, BNetzA in Germania).

Nei paragrafi 3.1 e 3.2 saranno descritti gli aspetti tecnici e normativi associati ai servizi erogabili da un BESS. I quadri normativi considerati sono quello italiano e tedesco, in modo da fornire le informazioni necessarie per comprendere le simulazioni incluse nei casi studio del capitolo 0.

3.1 Servizi “*behind the meter*”

3.1.1 Autoconsumo

In impianti industriali in cui è presente, oltre ai carichi elettrici, un impianto di produzione tipicamente di tipo rinnovabile non programmabile, come il fotovoltaico, è possibile installare un impianto di accumulo per immagazzinare l’energia prodotta piuttosto che immetterla direttamente in rete. Tale energia, una volta immagazzinata nel BESS, può essere erogata ai carichi riducendo così la necessità di acquistare energia dalla rete. Definendo l’autoconsumo come quella quota di energia elettrica prodotta e consumata localmente, è possibile affermare come un sistema di accumulo permetta di aumentare l’autoconsumo. Il risparmio risiede nel non acquisto di energia e nell’uso più razionale dell’energia prodotta internamente.

3.1.2 Livellamento dei picchi

Il livellamento dei picchi, indicato con il termine inglese “*peak shaving*”, consiste nel ridurre i picchi di potenza assorbita dai carichi elettrici di impianto. L’obiettivo principale per cui questo servizio è adottato in ambito industriale risiede nella riduzione della componente di trasmissione associata all’acquisto di energia dalla rete. Le tariffe di trasmissione sono state introdotte come metodo di retribuzione per i gestori delle reti di trasmissione e si compongono di tre voci principali: approvvigionamento delle risorse per il bilanciamento del sistema elettrico, investimenti in nuove infrastrutture e mantenimento delle esistenti e per compensare le perdite associate alla trasmissione dell’energia. In termini generali la tariffa di trasmissione è data dalla somma di due componenti: la prima è legata alla potenza massima assorbita al punto di connessione di un impianto; la seconda è dovuta all’energia assorbita in un anno. Usando la terminologia utilizzata da ARERA [19] si ha:

$$TRAS = TRAS_P * P_{picco} + TRAS_E * E_{anno} \quad (3.1)$$

dove:

- $TRAS$ è il corrispettivo annuale in euro;
- $TRAS_P$ è il corrispettivo unitario per la potenza impegnata, in euro/kW;
- P_{picco} è la potenza massima assorbita nell’anno considerato, in kW;
- $TRAS_E$ è il corrispettivo unitario per l’energia prelevata in euro/kWh;
- E_{anno} è l’energia assorbita in un anno, in kWh;

Le modalità con cui le tariffe di trasmissione sono quantificate dipende da vari fattori a seconda del paese considerato. I fattori principali sono la tipologia di utente, spesso suddiviso per volume di assorbimento annuale e per livello di tensione del punto di connessione. Ad esempio in Italia la componente $TRAS_P$ è attribuita ai soli utenti connessi in alta o altissima tensione.

Da un confronto tra le tariffe italiane e tedesche rivolte agli utenti industriali, categoria in cui rientrano gli impianti siderurgici, sono emersi i valori contenuti nella Tabella 2. Per l'Italia sono stati tratti dalle tabelle ufficiali pubblicate da ARERA [19]; per la Germania si riporta il valore medio delle tariffe pubblicate dai singoli TSO² per gli utenti industriali aventi un consumo maggiore di 2500 ore all'anno e connessi in alta tensione, quindi con il trasformatore AT/MT di proprietà.

	Italia	Germania
$TRAS_P$	22.23	70
$TRAS_E$	0.00077	0.005

Tabella 2 - Tariffe di trasmissione relative all'anno 2023 in Italia e Germania.

Considerando i valori in Tabella 2 è possibile affermare come le tariffe di rete per i grossi utenti industriali siano più gravose in Germania rispetto all'Italia. L'importo delle tariffe dipende da molti fattori, tra cui il costo delle risorse di bilanciamento, ovvero le spese che il TSO deve sostenere per retribuire i produttori che erogano tali servizi. Tuttavia la normativa tedesca ha previsto, a partire dal 2014, la possibilità per gli utenti industriali di concordare delle tariffe di trasmissione individuali con l'operatore di rete. I vincoli per accedere al regime speciale di tariffazione sono specificati nell'Articolo 19, comma 2, della normativa StromNEV che regola le tariffe di trasmissione. L'articolo sancisce come utenti aventi un consumo annuale di almeno 10 GWh e un totale di ore di utilizzo della rete superiore a 7000 (da qui la denominazione non ufficiale di "7000 hours rule", italianizzato in "regola delle 7000 ore") abbiano diritto ad una tariffa individuale il cui importo non deve essere inferiore al 20% delle tariffe normalmente calcolate. Con soglie di utilizzo superiori, di 7500 e 8000 ore il limite inferiore del corrispettivo si abbassa rispettivamente al 15 e 10 per cento. Il numero di ore di utilizzo della rete è calcolato come il rapporto tra il consumo annuale in MWh e la potenza massima assorbita durante l'anno in MW. Con questo

² sono 4: 50Hertz nella zona nord-orientale (corrispondente ai territori della Germania est prima del 1989), Amprion nelle zone occidentali, TransnetBW nello stato Baden Württemberg e Tennet nelle zone rimanenti.

meccanismo si favoriscono carichi elettrici stabili nel tempo e che non presentano picchi di assorbimento rilevanti. Sono infatti i picchi causati dagli utenti industriali, che possono avere entità di decine di MW, a causare un aumento delle risorse di bilanciamento che i gestori di rete devono disporre per garantire la sicurezza del sistema elettrico. Tale incremento nei volumi delle risorse di bilanciamento causa un aumento dei costi di sistema che si riflettono sugli utenti proprio tramite un aumento delle tariffe di trasmissione. Nel report annuale pubblicato da BNetzA [20] è riportato come nel periodo 2016 - 2022 abbiano fatto accesso alla “7000 hours rule” 578 utenti, responsabili di un consumo totale di 89.2 TWh e siano stati risparmiati un totale di 1.03 miliardi di euro.

La possibilità di accedere a questo regime tariffario da parte di impianti industriali del settore metallurgico tramite l’impiego di sistemi di accumulo elettrochimico che implementano logiche per la riduzione dei picchi di assorbimento è oggetto del caso studio descritto nel paragrafo 5.1.

3.1.3 Servizi di Power Quality

Nell’ambito della fornitura dell’energia elettrica la grandezza fisica di importanza maggiore è la tensione. Essa, in condizioni normali, è caratterizzata da una forma d’onda sinusoidale i cui parametri fondamentali sono il valore efficace e la frequenza. Tutte le possibili variazioni della forma d’onda rispetto a quella ideale rientrano nella disciplina della “Qualità dell’energia” o “Qualità della tensione”, denominazioni derivanti dalla dicitura anglosassone “Power Quality”. Le tipologie di disturbi sono classificate dalla normativa internazionale EN 50160 che definisce ([21], [22]):

- Buchi di tensione (*voltage dips*): fenomeni della durata compresa nell’intervallo 10 ms - 1 min in cui il valor efficace della tensione si riduce a valori compresi tra 0.1 e 0.9 p.u. Questo fenomeno è causato principalmente dall’inserzione di grossi carichi (correnti di spunto di motori, correnti di magnetizzazione di trasformatori) e da cortocircuiti limitrofi al punto considerato;

- Aumenti di tensione (*voltage swells*): fenomeni duali ai buchi di tensione, della stessa durata ma in cui si ha un aumento del valore efficace tra 1.1 e 1.8 p.u. Una causa può essere l'inserzione di condensatori di rifasamento;
- Interruzioni brevi: periodi della durata minore di 1 minuto in cui il valore efficace della tensione si riduce a valori minori di 0.1 p.u.;
- Sovratensioni transitorie: fenomeni in cui si ha un aumento di tensione della durata di qualche periodo della fondamentale e aventi frequenze molto superiori ad essa. Sono causati da fulminazioni dirette o indirette di origine atmosferica sulle infrastrutture elettriche di trasmissione e distribuzione nonché dall'aperura o chiusura di dispositivi di manovra nelle sottostazioni elettriche;
- Armoniche: si manifestano nella distorsione della forma d'onda della tensione che appare differente rispetto ad una sinusoidale. Le cause sono molteplici come gli effetti in termini di spettro delle armoniche generate. Tra i più diffusi si hanno carichi non lineari, come trasformatori o motori in saturazione, la presenza di elettronica di potenza come ponti a diodi o tiristori e inverter e dispositivi ad arco elettrico. Il valore fondamentale per quantificare la distorsione è il THD (*Total Harmonic Distortion*). I limiti, sia in termini di THD che di singole armoniche, della distorsione nella tensione ai punti di connessione è regolata dalla normativa EN 61000.
- *Flickers*: variazioni periodiche dell'ampiezza della tensione con frequenza da 1 a 30 Hz visibili principalmente nei corpi illuminanti a incandescenza. La presenza di *flickers* è spesso associata a grandi carichi elettrici ad arco, come i forni elettrici ad arco usati nella siderurgia.

Nel settore industriale i danni associati a disturbi di qualità della tensione possono causare importanti danni economici. In [23] si riporta come a livello europeo i danni associati a problemi di *power quality* causino perdite annuali di 150 miliardi di euro, di cui 85 direttamente correlati a buchi di tensione o interruzioni brevi e 51.2 a sovratensioni transitorie.

In ambito siderurgico i disturbi principali di origine interna sono i *flickers* causati dai forni elettrici ad arco. Ciò è dovuto alle non linearità introdotte dall'arco elettrico.

I buchi di tensione, di origine interna o esterna allo stabilimento, possono causare spegnimenti o riavvii dei sistemi informatici di controllo dei processi. Un ulteriore problema molto sentito avviene a livello di laminazione dove i rulli e le presse utilizzate per deformare il metallo devono lavorare a velocità costante per ottenere un prodotto uniforme e privo di difetti. Fenomeni come i buchi di tensione possono causare lo strappo o la deformazione dei manufatti e causare il blocco delle linee produttive.

Le soluzioni tecniche adottate per mitigare gli effetti dei disturbi di *power quality* in ambito siderurgico prevedono l'impiego di due dispositivi:

- *SVC – Static VAR Compensator*: tramite l'uso di ponti a tiristori in serie con banchi di condensatori o reattori permettono l'erogazione di potenza reattiva controllandone il valore in maniera continua tramite il controllo dell'angolo di innesto dei tiristori (Figura 16). Un SVC per essere in grado di erogare potenza reattiva sia induttiva che capacitiva deve contenere due rami, uno in cui un reattore è posto in serie al ponte a tiristori denominato TCR (*Thyristor Controlled Reactor*) e uno in cui un condensatore è posto in serie al ponte a tiristori denominato TSC (*Thyristor Switched Condenser*). Necessitano inoltre di un filtro passivo aggiuntivo per abbattere le armoniche generate dal funzionamento dei ponti a tiristori.

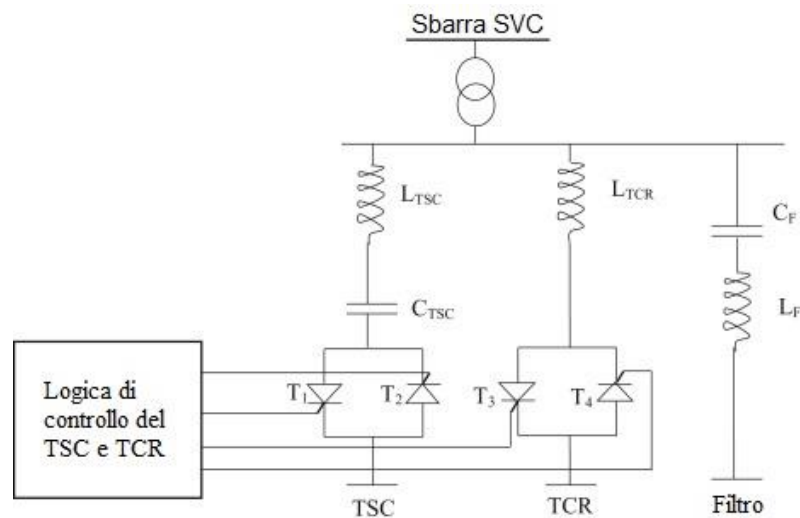


Figura 16 - Static Var Compensator, adattata da [24] .

Sono caratterizzati da potenze elevate che rende li rende adatti all'uso combinato con forni elettrici ad arco. Si sono infatti mostrati molto efficaci nell'immunizzazione dei *flickers* e per la compensazione della potenza reattiva.

- **STATCOM** - *Static Synchronous Compensator*: sono convertitori controllati in tensione basati su tecnologia a transistori, oggi comunemente IGBT. L'inverter prevede la presenza sul bus DC di condensatori. Perciò uno STATCOM può scambiare con la rete soltanto potenza reattiva (sia capacitiva che induttiva) in maniera continuativa, mentre l'erogazione di potenza attiva può avvenire solo per pochi istanti.

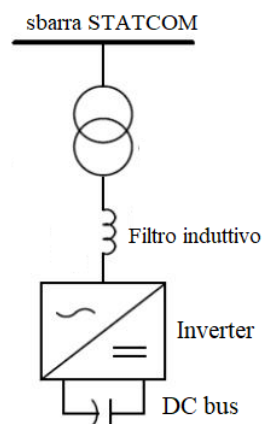


Figura 17 - STATCOM, adattata da [25] .

Gli STATOM sono caratterizzati da una dinamica migliore rispetto agli SVC permettendo prestazioni migliori per l'immunizzazione da buchi di tensione e *flickers* [25].

Lo sviluppo della tecnologia dei transistor ha visto un aumento delle installazioni di STATCOM rispetto agli SVC (Figura 18).

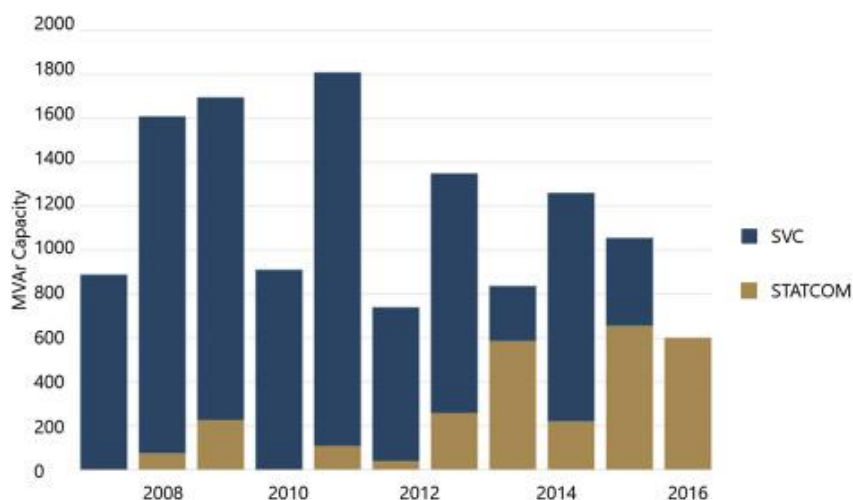


Figura 18 - Installazioni di STATCOM e SVC in Europa, adattato da [24].

Dal punto di vista circuitale un BESS differisce da uno STATCOM solo per la presenza di batterie su bus DC al posto di condensatori. Nella logica di controllo di un sistema di accumulo possono infatti essere implementate le funzionalità di un compensatore statico in aggiunta alla parte riferita alla potenza attiva. Il vincolo importante rimane il rispetto della potenza apparente massima del convertitore. Questa flessibilità ha permesso di ipotizzare l'applicazione di sistemi di accumulo in situazioni tradizionalmente appartenenti agli STATCOM. In [26] è riportato un confronto tra la risposta dinamica di BESS e STATCOM in situazioni di guasto all'interno di reti deboli isolate con una grande penetrazione di produzione rinnovabile. Lo studio mostra come siano sufficienti potenze minori per l'accumulo rispetto al compensatore per mantenere la rete stabile dopo il guasto. Inoltre è mostrato come il posizionamento del BESS in prossimità di grossi carichi risulti ottimale. In virtù di queste considerazioni si è ipotizzato l'utilizzo di un sistema di accumulo per l'immunizzazione di una linea di laminazione da buchi di tensione (paragrafo 5.2).

3.2 Servizi “in front of the meter”

3.2.1 Vendita sui mercati dell'energia

La struttura del mercato elettrico attuale è frutto del processo di liberalizzazione del settore iniziato alla fine dello scorso secolo. A livello europeo esiste una buona armonizzazione dovuta all'azione legislativa dell'Unione Europea. Di conseguenza la descrizione sarà incentrata sul mercato italiano senza tuttavia perdere di generalità. La trattazione di questo sottoparagrafo ha lo scopo di far comprendere come produttori e consumatori di energia elettrica si relazionano sulla borsa elettrica, ovvero le tipologie di contratto che è possibile stipulare.

Il mercato elettrico è formato da due componenti principali [31]: il Mercato elettrico a pronti (MPE) e il Mercato elettrico a termine (MTE). Nella prima categoria rientrano il Mercato del giorno prima (MGP), il Mercato infragiornaliero (MI) e il Mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), mentre nella seconda rientrano i contratti con periodo di consegna maggiori rispetto al mercato a pronti, i cosiddetti “*futures*”.

Nel Mercato del Giorno Prima si ha la maggior parte delle transazioni di energia elettrica. La sessione riferita al giorno di consegna x ha inizio nel nono giorno precedente e ha termine il giorno prima alle ore 12. Ogni produttore o consumatore può presentare offerte di vendita/acquisto riferite ad un intervallo di un'ora. Le offerte consistono in una quantità di energia in MWh e un prezzo, in €/MWh. Una volta chiusa la sessione le offerte vengono ordinate per creare la curva di offerta e di domanda valide. Il punto di intersezione tra le curve definisce il prezzo dell'energia nella zona di mercato considerato. Il MGP funziona secondo il criterio del prezzo marginale (*pay-as-cleared*), quindi il prezzo di acquisto e vendita è il prezzo dell'ultima offerta accettata. Il Mercato Infragiornaliero ha lo scopo di aggiustare le previsioni di produzione e acquisto presentate nel MGP e rispetto ad esso condivide la logica per la determinazione del prezzo (marginale), di solito ha volumi di scambio di circa 1/10 e prezzi unitari simili. MI e MGP sono indicati con “mercati dell'energia”, poiché il bene scambiato è l'energia elettrica che fisicamente verrà utilizzata. Il Mercato dei Servizi di Dispacciamento ha un'altra natura: il prodotto scambiato sono i servizi

necessari al buon funzionamento del sistema elettrico. L'acquirente è Terna, il Gestore della rete di trasmissione, che fissa la domanda e valorizza i servizi secondo la logica del prezzo offerto (*pay-a-bid*).

Sul Mercato a Termine vengono caricate le offerte di acquisto e vendita di energia a lungo termine e a prezzo costante. Qui hanno luogo anche i contratti bilaterali. I contratti conclusi esternamente alla borsa elettrica (*Over The Counter OTC*) possono essere registrati sulla piattaforma del Mercato a termine previo controllo del rispetto dei vincoli legati a flussi di potenza tra le zone di mercato. Per la produzione rinnovabile non programmabile sono stati ideati dei contratti a lungo termine chiamati *Power Purchase Agreement* (PPA). Il loro obiettivo è da un lato di fornire segnali di prezzo a lungo termine per i produttori da rinnovabile e incentivare così la costruzione di nuovi impianti, dall'altro permettere ai consumatori di acquistare energia prodotta a basse emissioni, con i vantaggi di immagine che ne derivano, e a prezzo fisso, per staccarsi così dalle dinamiche del mercato a pronti.

Al mercato elettrico possono partecipare tutti gli enti accreditati dall'Ente preposto, dotati quindi della adeguata professionalità. Le figure principali sono:

- i grossi produttori che possiedono un portfolio di centrali tradizionali e rinnovabili possono accedere direttamente al mercato tramite un ufficio specializzato nella vendita sui mercati. Essi partecipano a tutte le sessioni e tipologie di mercati che ritengono necessari per massimizzare la rendita economica dell'energia venduta;
- aggregatori, i quali stringono contratti con i proprietari di centrali di piccole e medie dimensione e commercializzano l'energia prodotta in maniera tale da ottenere un utile tra i ricavi dovuti alla commercializzazione sul mercato e le spese dovute ai produttori in virtù dei contratti. Una tipologia tipica di contratto è quella di riconoscere al produttore il prezzo zonale orario definito nelle sessioni del MGP. In questo caso l'utile è dovuto alla capacità di fare trading nelle sessioni di mercato sia dell'energia che sul MSD.

- grossisti: sono grandi acquirenti di energia elettrica che comprano direttamente sul mercato e rivendono l'energia a fornitori di energia elettrica o utenti industriali.
- grossi clienti industriali che acquistano direttamente sul mercato. Tipicamente questa tipologia di utenti preferisce stringere contratti bilaterali a prezzo fisso o comunque poco variabile, in modo da avere la capacità di pianificazione delle spese per poter ridurre i rischi legati al prezzo variabile dell'energia che potrebbero avere un effetto negativo sugli investimenti.

I sistemi di accumulo possono interagire con i mercati dell'energia tramite la maggiore flessibilità che sono in grado di fornire a impianti rinnovabili non programmabili, ad esempio decidendo di immettere energia solo quando il prezzo è elevato e immagazzinandola nelle ore di in cui la vendita è meno conveniente.

3.2.2 Servizi ancillari di rete

I servizi ancillari di rete includono la regolazione di frequenza e tensione in condizioni di funzionamento normale, e servizi come la capacità di *black-start* e il funzionamento in isola in caso di condizioni straordinarie [27]. Riguardo all'accesso ai servizi ancillari da parte dei sistemi di accumulo ad oggi risulta possibile l'erogazione dei servizi legati al bilanciamento, quindi alla regolazione di frequenza. In termini generali e con riferimento al contesto europeo, la regolazione di frequenza si compone di:

- regolazione primaria (indicata nella terminologia inglese "*Frequency Containment Reserve – FCR*") la cui funzione è fermare la deviazione di frequenza dai 50 Hz nominali in conseguenza a variazioni improvvise di carico o capacità di generazione. I tempi di attivazione sono di qualche secondo e perdura per tutta la durata della variazione di frequenza. Si tratta di una funzione automatica implementata nei sistemi di controllo dei generatori sincroni connessi alla rete;
- regolazione secondaria (indicata nella terminologia inglese "*automatic Frequency Restoration Reserve - aFRR*") il cui obiettivo è riportare la frequenza al valore nominale e ristabilire le potenze in

transito tra le zone di mercato a ai valori pattuiti. L'attivazione ha tempi di attivazione di qualche minuto ed è automatica sulla base di misure di potenza e frequenza operati dal gestore della rete;

- riserva terziaria e riserva in sostituzione (indicate nella terminologia inglese rispettivamente con “*manual Frequency Restoration Reserve mFRR*” e “*Replacement Reserve - RR*”). La prima ha lo stesso compito della regolazione secondaria ma avviene su attivazione manuale da parte del TSO, la seconda ha il compito di ripristinare le risorse primarie e secondarie una volta ripristinato il valore di frequenza nominale.

La flessibilità e l'ottima dinamica nell'erogazione o assorbimento di energia rende i sistemi di accumulo particolarmente adatti alla partecipazione alla regolazione primaria. In Europa esistono due modelli di inquadramento normativo della regolazione primaria [28]. In tutti i paesi a esclusione di Italia, Spagna e Grecia è un servizio retribuito e la domanda è fissata per ogni fase di mercato dal gestore della rete. I metodi di retribuzione possono essere a prezzo marginale o tramite *pay-as-bid*, a seconda del paese considerato. In Italia e Spagna la regolazione primaria è considerata un servizio obbligatorio e retribuito in funzione dell'energia scambiata per le unità produttive rilevanti connesse alla rete di trasmissione nazionale.

Nei paesi in cui è già in vigore una retribuzione per la primaria è possibile la partecipazione alle aste da parte dei sistemi di accumulo, mentre negli altri paesi sono stati sviluppati dei programmi appositamente dedicati: il servizio “*Fast Reserve*”, indicato da Terna come progetto pilota di *regolazione ultra-rapida di frequenza*.

Prima di approfondire l'argomento *Fast Reserve* è opportuno accennare al progetto europeo PICASSO [29] che prevede la creazione di un mercato paneuropeo per la regolazione secondaria. L'idea è di creare un mercato in modo da favorire da un lato la competizione e dall'altro di armonizzare i prezzi legati alle risorse di regolazione secondaria in tutti i mercati europei. Terna ha eseguito l'accesso a questo mercato nel luglio 2023. Ad oggi in Italia i sistemi di accumulo possono accedere al MSD, e quindi anche alla regolazione secondaria, tramite le strutture UVAM.

Il servizio *Fast Reserve* è stato introdotto nel contesto normativo italiano dalla delibera di ARERA 300/2017/R/eel. Il regolamento e i requisiti tecnici [30] sono stati pubblicati da Terna a fine 2019. I sistemi di accumulo sono espressamente citati come possibili partecipanti al servizio sia in forma “*stand alone*” sia associati ad altre unità di produzione e/o di consumo. La normativa prevede, per la recluta delle risorse, un procedimento ad asta nella quale si determina il premio annuale di ogni partecipante secondo la modalità *pay-as-bid*. La curva di domanda è fissata da Terna, mentre ogni partecipante presenta una offerta formata dalla potenza qualificata in MW e il prezzo, in €/MW/anno. Nell’asta tenutasi a fine 2020 sono stati assegnati 250 MW per un prezzo medio ponderato di 29,500 €/MW/anno. La durata del contratto è di cinque anni.

La taglia dei sistemi di accumulo ammessi al servizio prevede una potenza qualificata tra 5 e 25 MW e la capacità di erogare tale potenza in entrambe i versi per 15 minuti continuativi. Il regolamento prevede la fornitura del servizio di supporto alla regolazione primaria per un massimo di 1000 ore all’anno durante le quali il sistema di accumulo può essere attivato secondo due modalità:

- locale: l’erogazione di potenza in entrambe i versi, basato su misurazioni locali, è proporzionale all’errore di frequenza secondo un coefficiente tarabile (funzionamento del tutto analogo allo statismo dei generatori sincroni) con banda morta intenzionale. Questa modalità prevede l’attivazione della risposta entro un secondo e ha la durata di 30 secondi, seguita da una derampa lineare della durata di 5 minuti;
- da ingresso esterno: tramite un *set-point* inviato da Terna che deve essere seguito dal sistema di accumulo per un periodo cumulato di 15 minuti per ogni blocco di ore di partecipazione.

I requisiti tecnici prevedono l’installazione di apparati per la misura, la comunicazione con il Gestore della rete e per la verifica dell’erogazione del servizio. Per la misura di frequenza con l’accuratezza richiesta (0.02% della frequenza nominale) è utilizzato una PMU (*Phasor Measurement Unit*). Per la verifica dei servizi erogati viene utilizzata una UVFR (*Unità di Verifica*

della Regolazione Rapida di Frequenza). La comunicazione con Terna avviene tramite il dispositivo denominato UPDM (*Unità Periferica per il Distacco e Monitoraggio*) e prevede la ricezione dei segnali di riferimento di potenza da parte esterna e l'invio dei dati sulla potenza scambiata con la rete e sullo stato di carica.

4 Modello di calcolo

L'anello di congiunzione tra le nozioni contenute nei precedenti capitoli e i risultati dei casi studio oggetto del quinto capitolo è il modello di calcolo scritto in ambiente MATLAB. Questo capitolo ha lo scopo di descrivere per sommi capi le logiche utilizzate nel codice e i parametri che si sono considerati nelle simulazioni per poter comprendere al meglio i contenuti del capitolo 5. In Figura 19 è mostrato lo schema a blocchi del codice di calcolo.

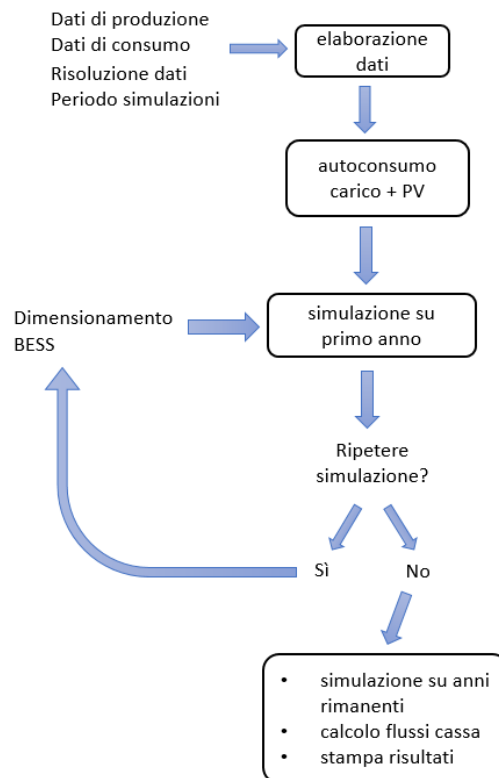


Figura 19 - Schema a blocchi codice di calcolo.

La struttura del codice prevede di leggere i dati di input da un foglio di lavoro excel, eseguire le simulazioni in base agli ordini impartiti dall'utente tramite schermate interattive e stampare i risultati sullo stesso file. La scelta di usare come punto di inizio e fine un foglio di calcolo è dovuta alla migliore leggibilità, alla maggiore diffusione nei contesti aziendali rispetto ai linguaggi di programmazione e alla possibilità di elaborare successivamente i risultati. I dati di ingresso riguardano il consumo dei carichi elettrici dello stabilimento considerato e la produzione dell'impianto fotovoltaico associato. La risoluzione e l'arco temporale a cui si riferiscono i dati possono anche essere diversi tra loro. Infatti tipicamente la produzione fotovoltaica è fornita su base

oraria e riguarda un anno intero, mentre i dati sui consumi sono di solito limitati a un giorno e hanno una risoluzione maggiore. Questo è particolarmente vero nel caso di cicli di lavoro continuativi e molto ripetitivi come quelli dei forni elettrici ad arco (si veda in Figura 23). Si è quindi scritta una funzione che omogenizza la risoluzione e l'arco temporale a un valore specificato dall'utente (5 o 15 minuti su 365 giorni).

Successivamente a questa prima elaborazione dei dati è stata implementata una funzione che calcola i parametri energetici principali dell'impianto prima di introdurre il sistema di accumulo. Sono quindi calcolati i valori di autoconsumo, surplus di produzione su base annuale, giornaliera e riferiti all'intervallo temporale specificato dall'utente. Questo permette di eseguire delle considerazioni sulle possibili applicazioni di un BESS e sui margini di intervento presenti, oltre che sulle grandezze energetiche fondamentali per dimensionare l'accumulo. Ad esempio se il valore di autoconsumo è già prossimo al 100%, come nel caso 1.1 del paragrafo 5.1, sarà necessario pensare a servizi diversi.

Si procede eseguendo un dimensionamento di massima del sistema di accumulo tramite una procedura iterativa che esegue la simulazione del primo anno di esercizio. Ad ogni iterazione è possibile leggere le variabili principali e stampare grafici significativi per giudicare se il dimensionamento soddisfa le aspettative o meno. Una volta trovata la combinazione potenza-energia adatta è possibile continuare a simulare gli anni successivi, pari in numero al valore impostato a inizio simulazioni dall'utente, tipicamente tra i 10 e 15 anni.

Le simulazioni negli anni successivi al primo sono necessarie per poter tener conto delle non idealità dei sistemi considerati e dell'evoluzione dei prezzi dell'energia sul mercato. Per quanto riguarda l'impianto fotovoltaico si è considerato un degrado dei moduli quantificato in una riduzione della producibilità dello 0.5% annuale.

I parametri considerati riguardo il sistema di accumulo comprendono i rendimenti degli elementi che lo compongono (Tabella 3) e la curva di degrado delle celle elettrochimiche (Figura 20).

BESS sizing Data		
Rated Values	0.95	SoC max [p.u.]
	0.05	SoC min [p.u.]
Energy Sizing	0.98	Battery efficiency [p.u.]
	250	Rack Number [q.ty]
	372.70	Rack Energy [kWh]
	82,478	[kWh]
	0.90	power factor @PoC [p.u.]
	0.99	other losses @ PoC [p.u.]
	Y	Transformer efficiency [p.u.]
	0.98	Transformer [Y/N]
	0.98	AFE efficiency [p.u.]
	30.00	AFE Number [q.ty]
Power Sizing	1,200	AFE Apparent Power [kVA]
	30,806	[kVA]
BESS Price	300	[€/kWh]
	0.37	System c-rate

Tabella 3 - Parametri considerati per il sistema di accumulo nel caso 1.1, paragrafo 5.1.

In riferimento alla Tabella 3: i valori di SoC massimo e minimo rappresentano l'intervallo nel quale è permesso il funzionamento (per ragioni di sicurezza e mantenimento delle prestazioni) ed è specificato dal costruttore della batteria; i rendimenti di batteria, convertitore (*Active Front End – AFE*), trasformatore, altri elementi (cavi), servono per calcolare l'efficienza di round-trip (intorno all'85%). I valori di *sizing* in potenza ed energia rappresentano le grandezze disponibili alla sbarra di connessione in media tensione. Il C-Rate, pari al rapporto Potenza/Energia installata, è necessario per verificare che i vincoli imposti dal costruttore della batteria siano rispettati.

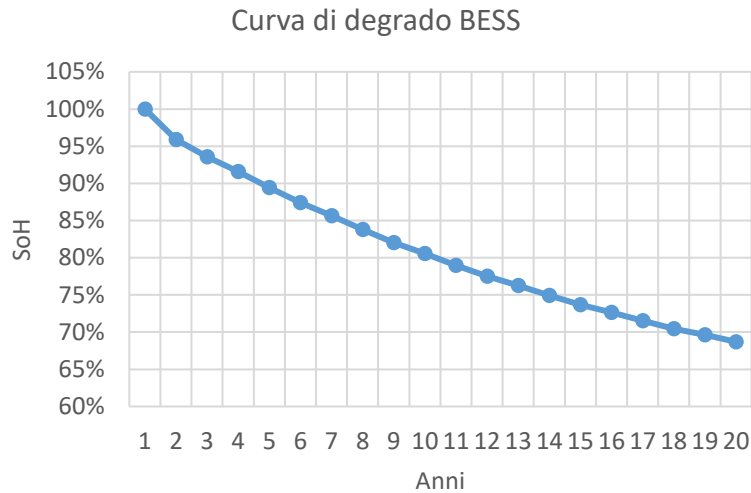


Figura 20 - Curva di degrado del sistema di accumulo.

In Figura 20 è rappresentata la curva di degrado considerata nelle simulazioni. Essa rappresenta lo stato di salute della batteria (*State of Health – SoH*) in funzione degli anni di esercizio. Tale valore è da interpretare come l’energia immagazzinabile dalla batteria rispetto alle condizioni al momento dell’installazione. La curva di degrado è fornita dal costruttore della batteria e dipende da vari fattori, tra cui il numero di cicli e il gradiente di potenza. Normalmente si considera come fine vita utile il momento in cui il SoH scende al di sotto del 70%, tuttavia successivamente essa continua a funzionare, solo con prestazioni minori. Come visibile si ha un degrado marcato al primo anno, di quasi il 5%, per poi stabilizzarsi su un 2% annuo. I flussi energetici calcolati sono la base per calcolare i flussi economici che permetteranno di eseguire valutazioni di tipo finanziario sugli investimenti in sistemi di accumulo. Per fare ciò è altrettanto necessario stabilire il valore dell’energia elettrica negli anni delle simulazioni. Questo come si può intuire non è sicuramente un compito facile. Le previsioni sull’andamento dei prezzi dell’energia sono infatti influenzate da vari fattori, tra i quali i più importanti sono di tipo geopolitico e normativo (nei prossimi anni è attesa una riforma del mercato elettrico che potrebbe alterare le previsioni). Le previsioni considerate sono state tratte da uno studio commissionato dall’Associazione degli Industriali della Bavaria a Prognos, uno dei più grandi enti indipendenti di ricerca e modellizzazione in ambito economico, demografico ed energetico [32]. Tra gli scenari prospettati si è considerato quello medio nel quale si

prevede una diminuzione del prezzo dell'energia elettrica a 84 €/MWh nel 2030 e una successiva stabilizzazione intorno ai 75 €/MWh (Figura 21).

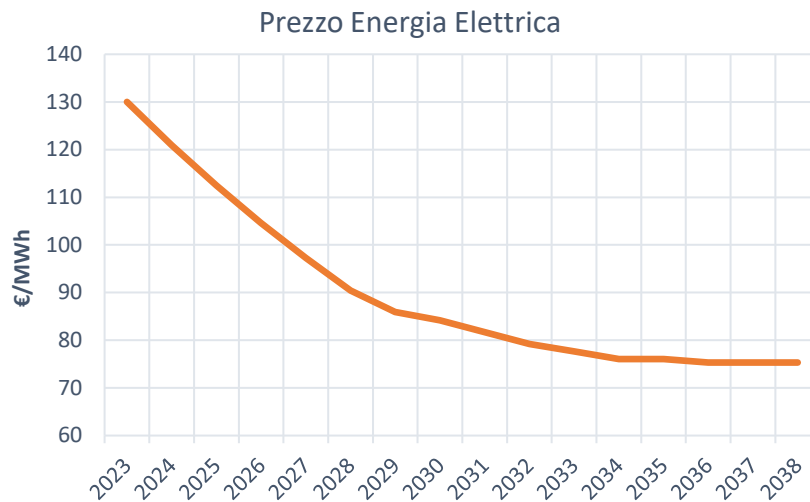


Figura 21 - Previsioni prezzo energia elettrica (adattato da [32]).

È importante considerare che il prezzo dell'energia sulla borsa elettrica differisce da quello pagato dagli utenti nel caso quest'ultimi acquistino tramite contratti a termine. Una indicazione di questa differenza è stata ottenuta dall'elaborazione dei dati sui prezzi medi per gli utenti industriali pubblicati da Eurostat [33]. I dati si riferiscono a tutti i paesi membri dell'UE, sono suddivisi per volume di assorbimento annuale e coprono gli anni dal 2014 al 2021. Per l'Italia e la Germania è stato calcolato il rapporto tra i valori nelle tabelle citate e i prezzi medi sul mercato nei corrispondenti anni (Figura 22). In questo modo, imponendo un valore dell'energia negli anni della simulazione (Figura 21), è possibile ricavare un prezzo pagato dagli utenti industriali.

Rapporto prezzo utenti industriali/prezzo di mercato

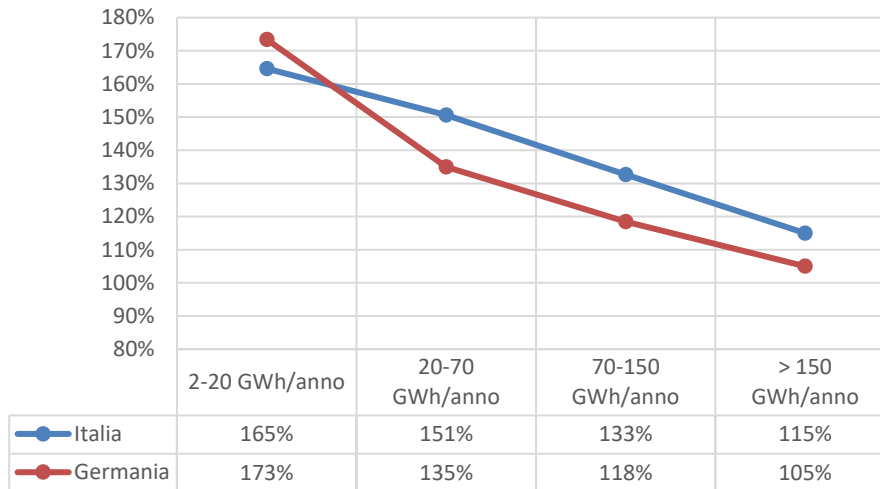


Figura 22 - Rapporto tra prezzo medio utenti industriali e prezzo medio sul mercato (adattato da [30]).

Nel codice è stata implementata una funzione che dati in ingresso le informazioni su consumo e paese in cui è ambientata la simulazione fornisce il valore pagato dall'utente per ogni anno. In essa è implementato il calcolo delle tariffe di rete (3.1) e per la Germania il controllo sull'accesso alla tariffa agevolata della regola delle 7000 ore (paragrafo 3.1.2).

Le assunzioni fatte per il calcolo del prezzo dell'energia sono rilevanti per il calcolo delle bollette nei casi studio, tuttavia non lo sono così tanto per il calcolo delle entrate: nel primo (paragrafo 5.1) le entrate sono dovute al risparmio dovuto alla diminuzione della tariffa di rete, nel secondo a un premio fisso definito dalla normativa della regolazione ultra-rapida di frequenza.

5 Casi studio

Sono stati eseguiti due casi studio che sfruttano il codice MATLAB descritto nel capitolo precedente. Lo scopo di entrambe è indagare la sostenibilità economica di sistemi di accumulo installati in scenari industriali del settore siderurgico in cui si considera la presenza, oltre che dei carichi elettrici, di un impianto fotovoltaico di taglia fissata caso per caso e non modificabile. Le simulazioni vogliono ricreare la situazione in cui un utente industriale, che già possiede un impianto di produzione fotovoltaico, debba valutare l'acquisto di un sistema di accumulo. Il dimensionamento del BESS è funzionale all'accesso e all'erogazione di servizi in grado di generare i ritorni economici che rendono sostenibile l'investimento.

Si è ipotizzato l'acquisto di energia a prezzo fisso e vendita tramite un aggregatore a prezzo zonale.

5.1 Limatura dei picchi e regola delle 7000 ore

Il primo caso studio fa riferimento ad un impianto siderurgico situato nel nord della Germania nella città di Hannover. I carichi elettrici principali sono: 6 forni elettrici ad arco da 14.5 MVA e un laminatoio da 10 MVA oltre a 5 MVA dedicati agli ausiliari. L'impianto lavora su ciclo continuo il cui profilo di assorbimento è visibile in Figura 23. Per una migliore leggibilità si è riportato un intervallo temporale di sei ore. Il profilo di consumo presenta dei cicli di mezz'ora in cui si hanno picchi di assorbimento con una escursione di ben 65 MW. Questo è un tipico ciclo di lavoro di forni elettrici ad arco. Gli altri carichi mostrano al contrario un assorbimento costante nel tempo.

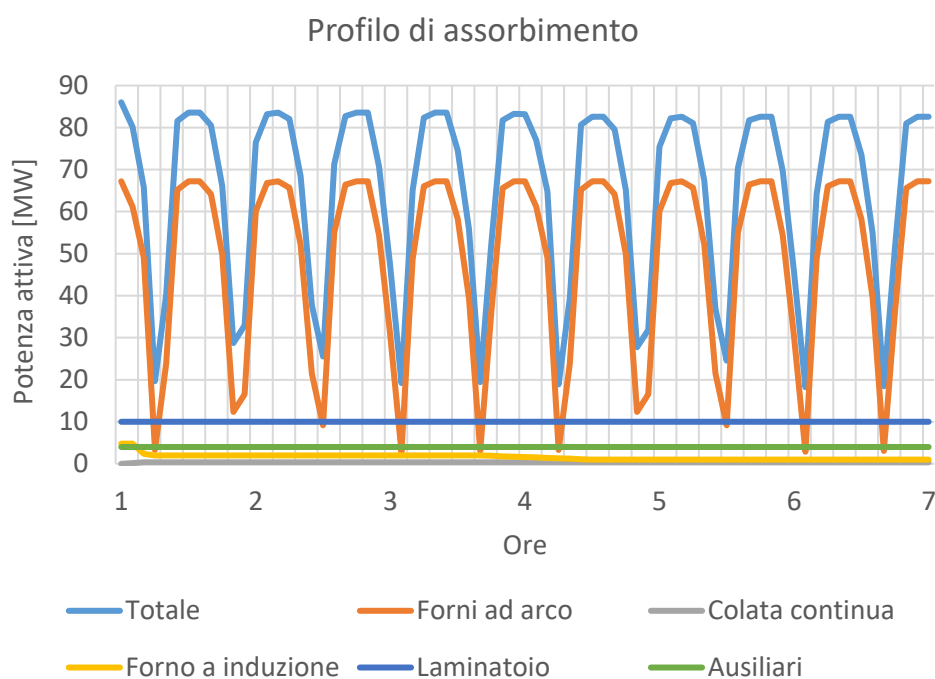


Figura 23 - Profilo di assorbimento dell'impianto in sei ore tipo.

Nelle simulazioni si è deciso di considerare due taglie dell'impianto fotovoltaico associato allo stabilimento: nel primo caso un impianto di 75 MW, mentre nel secondo di 12 MW (indicati rispettivamente con "caso 1.1" e "caso 1.2"). Il motivo di questa distinzione è mostrare come cambia il dimensionamento del sistema di accumulo pur mantenendo uguale l'obiettivo di accedere alla "7000 hours rule" (vedi 3.1.2).

I dati di produzione sono state ottenute su base oraria dalla banca dati europea PVGIS-SARAH 2 e si riferiscono all'intero anno 2021.

Il dimensionamento del sistema di accumulo per l'applicazione in oggetto non segue delle regole fisse, essendo molto legato alla curva di consumo con cui si sta lavorando. In [25] è contenuta una proposta di logica per il dimensionamento di un BESS per il servizio di *peak shaving* in ambito industriale. Come punto di partenza si calcola la potenza minima dell'accumulo che deve essere maggiore della riduzione di picco ΔP desiderata. Definendo:

- E_{anno} l'energia assorbita dalla rete al punto di connessione in un anno in MWh; È calcolata come il totale assorbimento dei carichi elettrici al netto dell'autoconsumo;
- P_{picco} la massima potenza assorbita dalla rete in MW prima dell'inserimento dell'accumulo;
- P_{max} la massima potenza assorbibile dalla rete in MW per rispettare la normativa;

si ha:

$$P_{max} = \frac{E_{anno}}{7000 h} \quad (5.1)$$

$$\Delta P = P_{picco} - P_{max} \quad (5.2)$$

La Tabella 4 riassume il calcolo di ΔP nei due casi introdotti. Si nota come per l'impianto fotovoltaico di taglia maggiore sia necessaria una riduzione di picco maggiore, in virtù della maggiore energia prodotta e quindi un minore valore di E_{anno} .

	Caso 1.1	Caso 1.2
Assorbimento Carichi [MWh/anno]	548,563	548,563
Taglia PV [MW]	75	12
Produzione PV [MWh/anno]	85,118	13,619
Autoconsumo [MWh/anno]	79,105	13,619
E_{anno} [MWh/anno]	469,458	534,944
P_{max} [MW]	67.07	76.42
P_{picco} [MW]	86.02	86.02
ΔP [MW]	18.96	9.60

Tabella 4 - Riduzione di picco necessaria per rispettare i vincoli della *7000 hours rule*.

Il dimensionamento della capacità energetica del BESS può seguire due approcci per tenere conto del degrado delle batterie:

- Dimensionamento a inizio vita, indicato con l'acronimo inglese BoL (*Beginning of Life*), nel quale le prestazioni richieste devono essere soddisfatte il primo anno;
- Dimensionamento a fine vita, indicato con l'acronimo inglese EoL (*End of Life*), nel quale prestazioni sono assicurate fino a fine vita, cioè quando il parametro SoH (*State of Health*) scende al di sotto del 70%. Questo secondo approccio comporta un investimento iniziale maggiore, a fronte di prestazioni garantite per tutta la vita utile dell'impianto.

In questo caso è opportuno considerare il dimensionamento a fine vita, poiché l'obiettivo principale è quello di rispettare la normativa per tutti gli anni di servizio del BESS. Per dimensionare il sistema di accumulo si è usata una procedura iterativa in cui veniva simulato solo il primo anno di vita. Ad ogni iterazione, tramite la valutazione di grafici significativi (Figura 24, Figura 25,

Figura 26, Figura 27), si valuta la necessità di aumentare o meno la taglia. Una volta definito il sizing opportuno si procede nel simulare tutti gli anni di vita per il calcolo dei flussi economici.

Per verificare che l'assorbimento massimo al punto di consegna fosse minore della potenza massima P_{max} durante tutte le ore dell'anno si sono considerati i diagrammi di durata del carico in Figura 24 e Figura 25, rispettivamente per il caso 1.1 e 1.2. Da queste curve è anche possibile vedere ciò che la rete "vede", ovvero un carico più costante e con picchi di assorbimento minori. In questo senso è possibile comprendere la logica dietro alla normativa della "7000 hours rule".

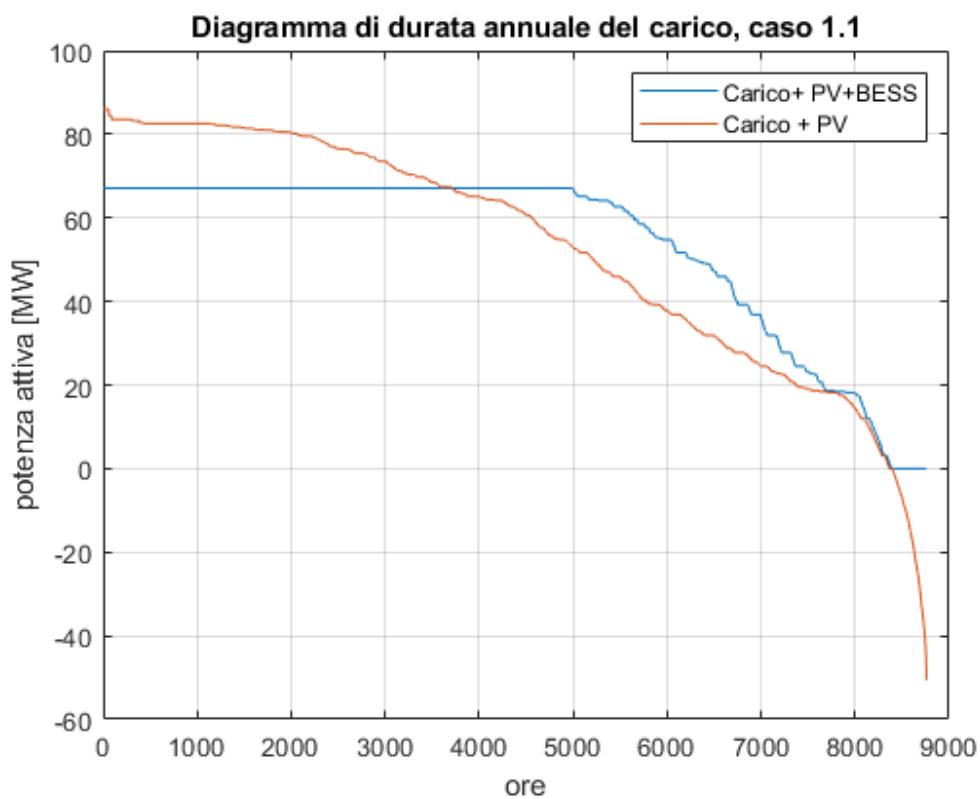


Figura 24 - Diagramma annuale del carico, caso 1.1.

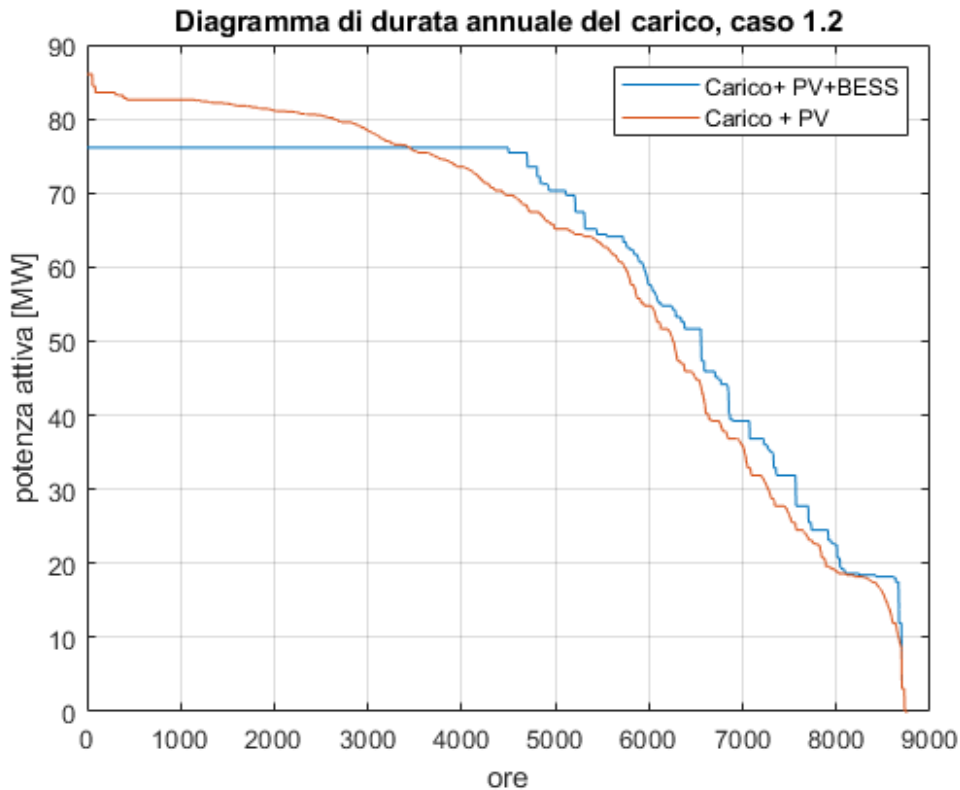


Figura 25 - Diagramma annuale del carico, caso 1.2.

I grafici appena visti forniscono una visione globale del comportamento del sistema, tuttavia è necessario avere un dettaglio maggiore del comportamento del BESS per valutarne il corretto dimensionamento. Per questo si sono considerati due giornate tipo: una in estate e una in inverno. In questo modo è possibile considerare l'effetto della variazione stagionale di produzione fotovoltaica. Il parametro principale considerato per valutare l'utilizzo corretto del sistema di accumulo è il SoC. In Figura 26 è mostrato l'andamento dell'energia immagazzinata nelle due giornate tipo nel caso 1.1 e per il caso 1.2 in Figura 27.

Per comprendere l'andamento di queste curve è necessaria una breve descrizione della logica di controllo del sistema di accumulo. Nelle prime ore di produzione fotovoltaica viene data priorità a ricaricare l'accumulo, per garantirsi una riserva di energia erogabile la sera. Quando il SoC raggiunge il 90% la logica combina la produzione fotovoltaica con l'accumulo per colmare i picchi e massimizzare al contempo l'autoconsumo. Nelle ore del pomeriggio quando la produzione PV scende a zero si ha la fase di scarica del BESS secondo un profilo "a gradini", ognuno dei quali corrisponde ad un

picco di consumo alimentato. Nel momento in cui la scarica porta il BESS a valori inferiori al 20% si attiva la ricarica dalla rete, in modo da evitare la completa scarica che causerebbe un assorbimento dalla rete maggiore di P_{max} .

La differenza tra le due casistiche è la taglia del PV. Questo si riflette pesantemente sull'andamento del SoC: nel caso 1.1 infatti si ha una quantità di energia non autoconsumata tale da poter ricaricare l'accumulo anche in inverno. La stagionalità si mostra nella durata maggiore della fase a SoC massimo e minore a SoC basso per la stagione estiva rispetto all'inverno, dove la situazione si inverte: maggiori ore di ricarica dalla rete e minori a BESS carico. Al contrario nel caso 1.2 la produzione non supera mai il carico: solo in estate si riesce a ricaricare da PV, mentre sono maggiori le ore di ricarica dalla rete nei mesi invernali.



Figura 26 - SoC giornaliero, caso 1.1.

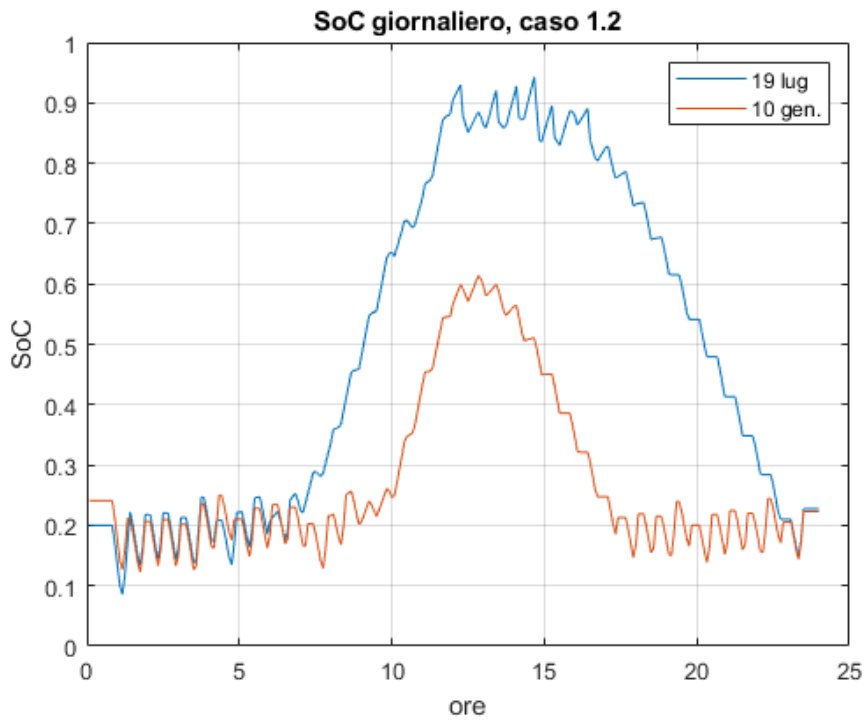


Figura 27 - SoC giornaliero, caso 1.2.

Per chiarire il discorso fatto finora si riporta in Figura 28 e Figura 29 i flussi di potenza della giornata estiva per entrambe i casi.

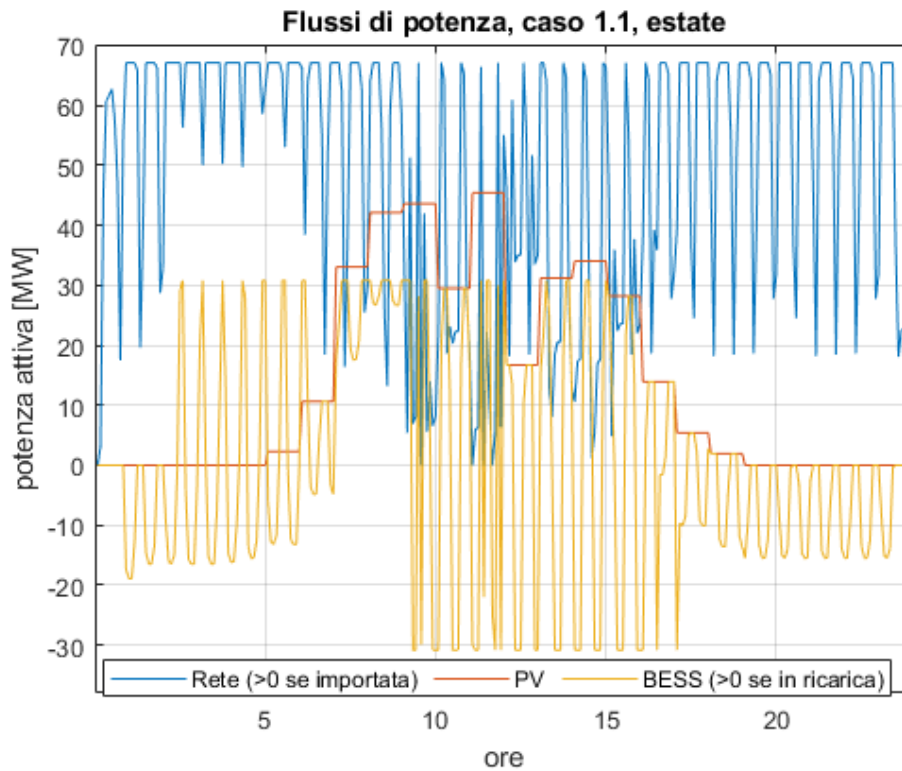


Figura 28 - curve di potenza del 19 luglio, caso 1.1.

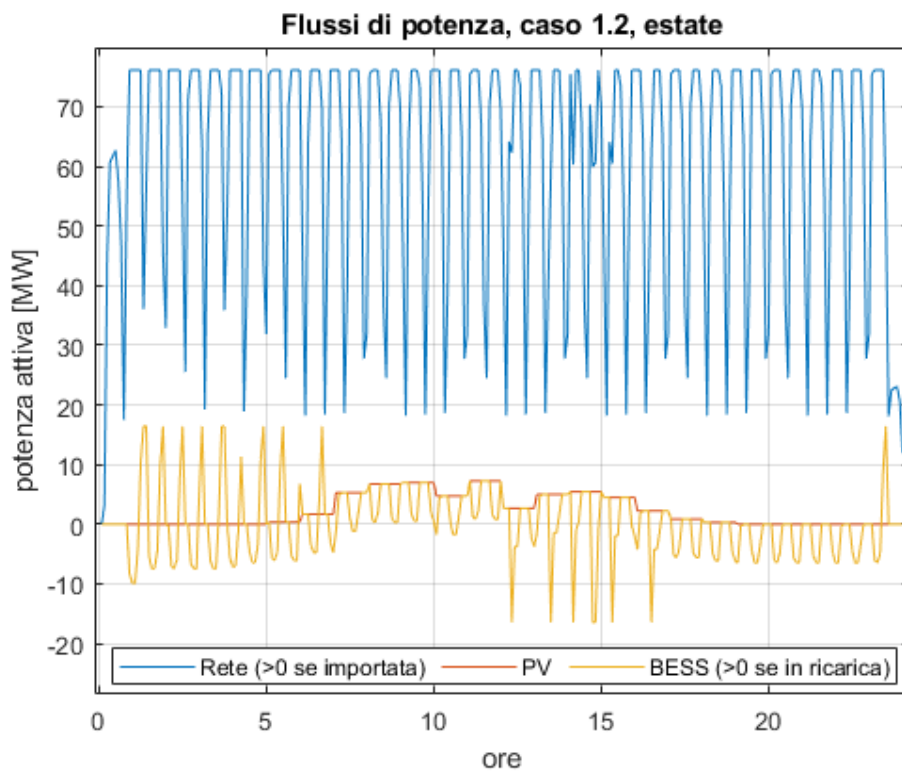


Figura 29 - curve di potenza del 19 luglio, caso 1.2.

In Tabella 5 sono riportati i dimensionamenti per entrambe i casi oltre ai relativi prezzi unitari capitali e operativi. Questi dati sono utilizzati dall'algoritmo per il calcolo dei flussi di cassa.

I valori di potenza nominale sono maggiori rispetto alla sola potenza attiva necessaria per alimentare i picchi ΔP . Questo è dovuto a due motivi. Il primo è che si è ipotizzato un fattore di potenza pari a 0.9 al punto di consegna. Il secondo è legato al fatto che, nelle ore di ricarica da rete, una potenza vicina a ΔP non avrebbe garantito un valor medio del SoC stabile tra il 10 il 20 % (si vedano ad esempio le prime 8 ore della giornata in Figura 26 e Figura 27). Infatti i periodi di ricarica si hanno durante i minuti in cui l'assorbimento è inferiore a P_{max} . Questi intervalli temporali hanno una durata minore rispetto alla durata dei picchi, quindi per assorbire l'energia necessaria ad alimentare il picco successivo è necessario poter ricaricare l'accumulo più velocemente, quindi a potenza maggiore.

	Potenza nominale	Energia lorda	CAPEX	OPEX
Caso 1.1	36 MVA	93 MWh	300 €/MWh	2000 €/MWh/anno
Caso 1.2	19.2 MVA	28 MWh	340 €/MWh	2000 €/MWh/anno

Tabella 5 - Dimensionamento sistema di accumulo e prezzi unitari.

Nelle tabelle Tabella 6 e Tabella 7 sono riportati i risultati economici delle simulazioni eseguite in un orizzonte temporale di 15 anni. Esse sono divise in due parti. La prima considera la situazione di partenza (senza aver introdotto il sistema di accumulo) e serve come confronto per quantificare il vantaggio economico dovuto all'adozione di un BESS.

Caso 1.1		Y0	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7	Y8	Y9	Y10	Y11	Y12	Y13	Y14	Y15
senza BESS		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Assorbimento annuale	MWh		469,458	469,754	470,049	470,344	470,637	470,930	471,222	471,513	471,803	472,092	472,380	472,668	472,955	473,241	473,526
Bolletta annuale	EUR		62,487,267	58,765,789	55,302,637	52,079,902	49,080,896	47,095,059	46,355,116	45,254,290	44,185,796	43,502,118	42,831,661	42,853,874	42,535,965	42,557,844	42,579,655
Surplus annuale	MWh		6,013	5,943	5,874	5,805	5,737	5,670	5,604	5,538	5,473	5,409	5,345	5,282	5,220	5,158	5,097
Entrate da energia immessa	EUR		699,740	644,499	591,936	541,919	498,713	467,398	453,778	432,275	417,293	402,952	391,739	388,655	379,192	371,640	369,459
Prezzo unitario di acquisto	EUR/MWh		133.1	125.1	117.7	110.7	104.3	100.0	98.4	96.0	93.7	92.1	90.7	90.7	89.9	89.9	89.9
BOLLETTA (totale)	717,467,870																
VENDITA (totale)	7,051,187																
SPESE PER ENERGIA (totale)	710,416,683																
BESS - Limatura picchi																	
Assorbimento annuale	MWh		470,563	471,097	471,552	471,941	472,354	472,732	473,128	473,504	473,899	474,223	474,595	474,958	475,286	475,652	475,930
BESS CAPEX + OPEX	EUR	27,952,500	186,350	191,941	197,699	203,630	209,739	216,031	222,512	229,187	236,063	243,144	250,439	257,952	265,691	273,661	281,871
Bolletta annuale	EUR		55,254,138	51,548,681	48,091,994	44,868,218	41,866,304	39,884,057	39,150,094	38,051,825	36,987,167	36,303,444	35,636,431	35,664,597	35,348,499	35,360,703	35,381,418
Surplus annuale	MWh		1,891	2,028	2,114	2,139	2,189	2,201	2,236	2,253	2,287	2,256	2,275	2,284	2,257	2,275	2,201
Entrate da energia immessa	EUR		212,155	212,428	206,464	192,955	183,690	175,669	175,856	170,938	169,944	163,481	162,742	163,917	160,192	160,490	155,782
Prezzo unitario di acquisto	EUR/MWh		117.4	109.4	102.0	95.1	88.6	84.4	82.7	80.4	78.0	76.6	75.1	75.1	74.4	74.3	74.3
Flusso di cassa	EUR	-27,952,500	-21,393,306	-14,800,209	-8,172,737	-1,513,645	5,176,185	11,879,428	18,584,017	25,295,957	32,011,175	38,727,234	45,443,029	52,149,615	58,852,391	65,564,721	72,267,410
BOLLETTA (totale)	609,397,570																
Investimento BESS	31,418,408																
VENDITA (totale)	2,666,704																
RISPARMIO (tot rispetto carico+PV)	72,267,410																

Tabella 6 - Risultati economici caso 1.1.

Caso 1.2		Y0	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7	Y8	Y9	Y10	Y11	Y12	Y13	Y14	Y15
senza BESS		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Assorbimento annuale	MWh		534,944	535,003	535,061	535,119	535,177	535,234	535,292	535,349	535,406	535,462	535,518	535,575	535,630	535,686	535,741
Bolletta annuale	EUR		70,318,104	66,046,405	62,073,284	58,377,877	54,940,773	52,658,800	51,794,531	50,521,473	49,286,465	48,489,247	47,707,878	47,712,210	47,331,399	47,335,654	47,339,890
Surplus annuale	MWh		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Entrate da energia immessa	EUR		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Prezzo unitario di acquisto annuale	EUR/MWh		131.4	123.5	116.0	109.1	102.7	98.4	96.8	94.4	92.1	90.6	89.1	89.1	88.4	88.4	88.4
BOLLETTA (totale)	801,933,989	EUR															
VENDITA (totale)	0	EUR															
SPESE PER ENERGIA (totale)	801,933,989	EUR															
BESS - Limatura picchi																	
Assorbimento annuale	MWh		537,096	537,166	537,221	537,283	537,342	537,401	537,459	537,520	537,575	537,631	537,693	537,746	537,806	537,863	537,922
BESS CAPEX + OPEX		9,503,850	55,905	57,582	59,310	61,089	62,922	64,809	66,753	68,756	70,819	72,943	75,132	77,386	79,707	82,098	84,561
Bolletta annuale	EUR		63,059,864	58,772,017	54,782,563	51,072,628	47,621,759	45,330,678	44,463,041	43,185,134	41,942,824	41,142,094	40,360,468	40,361,579	39,979,235	39,991,191	40,002,428
Surplus annuale	MWh		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Entrate da energia immessa	EUR		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Prezzo unitario di acquisto annuale	EUR/MWh		117.4	109.4	102.0	95.1	88.6	84.4	82.7	80.3	78.0	76.5	75.1	75.1	74.3	74.4	74.4
Flusso di cassa	EUR	-9,503,850	-2,301,515	4,915,290	12,146,702	19,390,862	26,646,955	33,910,268	41,175,004	48,442,588	55,715,410	62,989,620	70,261,899	77,535,144	84,807,600	92,069,965	99,322,866
BOLLETTA (totale)	692,067,501	EUR															
Investimento BESS	10,543,622	EUR															
VENDITA (totale)	0	EUR															
RISPARMIO (tot rispetto carico+PV)	99,322,866	EUR															

Tabella 7- Risultati economici caso 1.2.

I valori nelle tabelle Tabella 6 e Tabella 7 vanno letti “*cum grano salis*”, considerando le ipotesi sottese al loro calcolo. Infatti gli ottimi risultati ottenuti in entrambe i casi, che vedono un ritorno dell’investimento nel quinto anno per il caso 1.1 e già nel secondo per il caso 1.2, oltre a risparmi generati di decine di milioni di euro al decimo anno di esercizio, sono stati calcolati considerando lo sconto massimo permesso dalla normativa, secondo la quale le tariffe di rete sono non inferiori al 20% rispetto alle stesse normalmente calcolate. La normativa StromNev (19) 2 specifica infatti che il TSO sancisce un contratto individuale con l’utente industriale nel quale è definita la riduzione delle tariffe sulla base di una trattativa privata, quindi non necessariamente pari al 20%. Per mostrare l’effetto di ciò si riporta la Tabella 8 in cui si mostra la variazione del prezzo di acquisto unitario di energia elettrica in termini percentuali al variare della riduzione delle tariffe di rete con riferimento, come esempio, ai dati di consumo del caso 1.1 nel primo anno di esercizio. Per chiarezza: nelle simulazioni si è considerata la prima colonna. È interessante notare come anche senza riduzioni incentivanti (colonna 100%) sia presente uno sconto del 3% rispetto alla tariffa dell’impianto privo di accumulo, grazie all’azione di limatura dei picchi che è premiata intrinsecamente nel calcolo delle tariffe di rete.

Riduzione tariffe di rete	20%	40%	60%	80%	100%
Tariffa rete [€]	1,533,129	3,066,257	4,599,386	6,132,515	7,665,643
Prezzo unitario (comp. energia+rete) [€/MWh]	117.41	120.66	123.92	127.18	130.44
Sconto percentuale	12%	9%	7%	4%	2%

Tabella 8 - Effetto della riduzione delle tariffe di rete sul prezzo finale dell'energia.

La seconda considerazione riguardo la lettura dei dati è che non si sono considerati aspetti legati all’affidabilità del sistema di accumulo. Un suo blocco dovuto a un guasto in uno dei componenti o per semplice manutenzione ordinaria causa lo sforo dai requisiti necessari ad accedere alla tariffa incentivante e alla perdita dei vantaggi economici per tutto l’anno.

Queste evenienze andrebbero considerate a livello di gestione dell'impianto, ad esempio valutando la possibilità di ridurre i consumi nelle ore di fuori servizio del BESS. Questo porta con sé valutazioni di tipo economico sulla ridotta produzione: il danno economico causato dalla mancata produzione è maggiore o minore rispetto al risparmio garantito dall'accesso alla *7000 hours rule*? Sebbene una indagine in questo senso richieda informazioni approfondite sui processi produttivi, cosa che la rende possibile solo ai proprietari dell'impianto e quindi esula dagli obiettivi del presente lavoro, è sembrato necessario accennare a queste questioni di importanza non trascurabile.

Un altro aspetto da considerare è la non correlazione diretta tra il prezzo della componente energia e le entrate economiche. Queste ultime infatti sono dovute al risparmio generato dallo sconto applicato alla componente di trasmissione, la quale dipende dall'energia consumata annualmente e dalla potenza di picco assorbita. Considerando questo è possibile affermare come le ipotesi sull'andamento del prezzo dell'energia negli anni a venire (vedi capitolo 4) abbia sì una grande importanza sull'entità delle bollette che l'utente paga, ma non sulla resa economica del sistema di accumulo. In questo senso l'analisi economico-finanziaria esposta mostra una certa robustezza.

5.2 Immunizzazione buchi di tensione e regolazione primaria

Il caso studio in esame ha in oggetto uno stabilimento di laminazione a caldo nel quale vengono create lamiere partendo da semilavorati in acciaio. I carichi elettrici principali sono costituiti dai sistemi di riscaldamento dei semilavorati, aventi con un assorbimento medio di 8 MW, e la linea di laminazione da 3 MW mediamente. In Figura 30 è visibile la curva di assorbimento in quattro giornate tipo. Nel caso studio si è ipotizzata l'esistenza di un impianto fotovoltaico della taglia di 15 MW al punto di connessione.

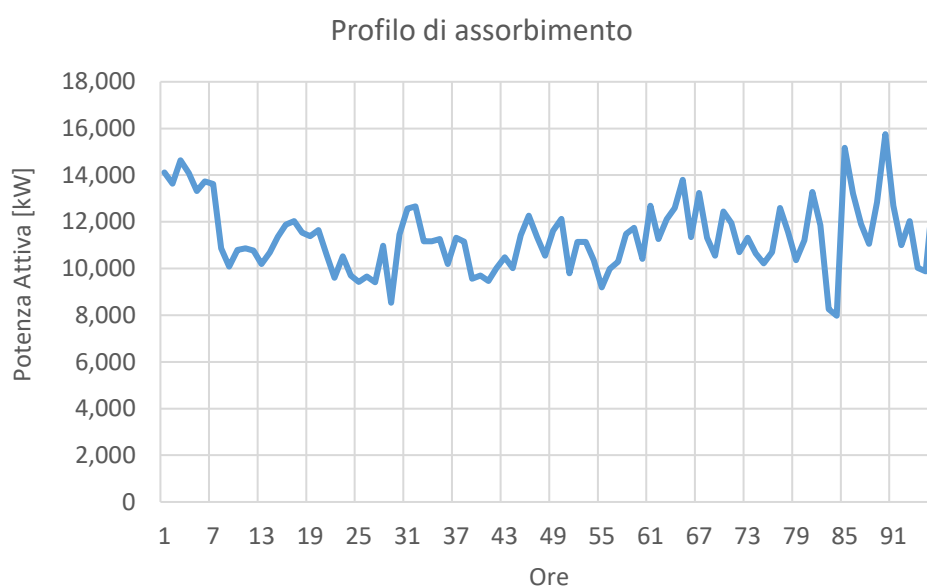


Figura 30 - Profilo di assorbimento dell'impianto su tre giornate tipo.

Lo stabilimento accusa problemi di *power quality* di origine esterna, in particolare buchi di tensione provenienti dalla rete di trasmissione nazionale. Questi eventi, uniti all'azione dei regolatori degli azionamenti interni allo stabilimento, causano varie problematiche tra cui il blocco dell'attività produttiva. Durante i cali di tensione i regolatori aumentano la corrente assorbita in modo da mantenere la potenza assorbita costante e quindi di erogare una coppia costante agli assi dei macchinari coinvolti nella laminazione dell'acciaio. L'aumento di corrente può causare lo scatto dei relè di protezione per sovracorrente. L'effetto di interruzioni improvvise di alimentazione nella catena di laminazione può portare a strappi e accartocciamenti della lamiera. Le operazioni di rimozione del metallo

danneggiato po' impiegare diverse ore, fino a uno o due giorni. La mancata produzione causa danni economici diretti, dati dal materiale che non viene prodotto e venduto, e da danni indiretti a macchinari, intervento di personale specializzato. Una stima nello stabilimento considerato ha portato ad un valore di perdite orarie di circa 50,000 €/h. Le tecniche tradizionali di immunizzazione da buchi in impianti di questo tipo prevede l'utilizzo di STATCOM. Tuttavia è possibile utilizzare in alternativa un sistema di accumulo in cui si implementano le funzioni tipiche di uno STATCOM, come visto nel paragrafo 3.1.3.

I risultati delle simulazioni vanno letti nell'ottica di un proprietario di uno stabilimento di laminazione che si trova a dover acquistare un sistema per mitigare il problema dei buchi di tensione. Le analisi hanno come obiettivo quello di operare un confronto tra le due tecnologie per analizzare se sia motivata la scelta di un investire in un sistema di accumulo, più costoso, rispetto a un compensatore tradizionale. Verranno analizzate le condizioni per cui i servizi erogabili da un BESS siano in grado di generare vantaggi economici tali da compensare la differenza di prezzo tra STATCOM e accumulo.

Nelle simulazioni sono stati inclusi seguenti servizi che non possono essere soddisfatti da un compensatore statico:

- autoconsumo: il valore percentuale di energia autoconsumata viene portato a valori vicini al 100%, inoltre l'energia necessaria per gli altri servizi è ottenuta dalla produzione fotovoltaica e non tramite l'acquisto da rete;
- supporto alla regolazione primaria di frequenza: il servizio è inquadrato nella normativa italiana del servizio di rete denominato da Terna "Fast Reserve" (vedi 3.2.2);
- funzionamento in isola per i carichi privilegiati: l'interruttore posto tra la sbarra MT principale e quella in cui si è ipotizzato di installare l'accumulo (Figura 31) permette l'alimentazione diretta della linea di laminazione in caso di mancanza di rete. Questa funzione da UPS è stata considerata necessaria per poter fermare la produzione in

sicurezza in modo da riprenderla una volta tornata l'alimentazione esterna.

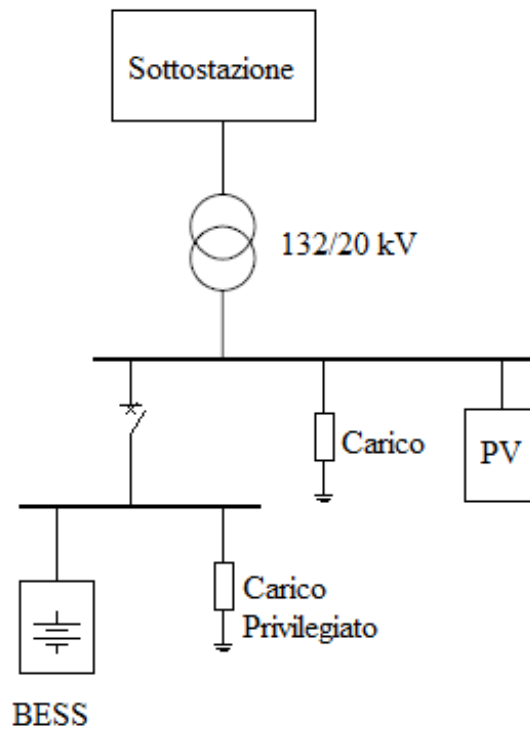


Figura 31 - Schema unifilare di principio dell'impianto.

I criteri di dimensionamento del sistema di accumulo devono tenere in considerazione tutti i punti appena elencati.

Per primo verrà analizzato il dimensionamento della funzione da STATCOM, successivamente per gli altri servizi. I dati tecnici principali dello stabilimento necessari per il dimensionamento della potenza necessaria per compensare i buchi di tensione sono visibili in Tabella 9.

Elemento	Dati chiave
Punto di connessione	$S_{cc} = 400 \text{ MVA}$ $V_n = 132 \text{ kV}$
Trasformatore 132/20 kV	$S_n = 20 \text{ MVA}$ $V_{cc} = 16.25\%$ Gruppo Ynd-1
Carico	$S = 12 \text{ MVA}$ PF = 1
Carico Privilegiato	$S = 4 \text{ MVA}$ PF = 0.9
Valori di base	$S_b = 10 \text{ MVA}$ $V_b = 20 \text{ kV}$

Tabella 9 - Dati principali dell'impianto.

Il sistema elettrico è stato ricondotto al circuito equivalente in Figura 32 dove la rete a monte della sbarra a cui è connesso il carico è modellata con l'equivalente Thevenin: l'impedenza equivalente Z_S comprende sia l'impedenza della rete che del trasformatore e sono state trascurate le componenti resistive. L'evento di buco di tensione in rete è modellato tramite una diminuzione di E_S . Il carico è modellato tramite l'impedenza Z_C . Il compensatore statico è modellato tramite un generatore ideale di corrente I_C .

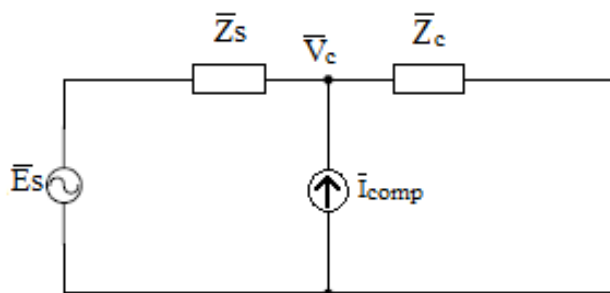


Figura 32 - Circuito equivalente.

La tensione che alimenta il carico V_c è legata E_S dalla (5.3)

$$V_c = \frac{Z_c}{Z_c + Z_s} E_S \quad (5.3)$$

Durante un buco di tensione di origine esterna si ha una diminuzione di E_S . Se la tensione V_c diventa inferiore a un valore soglia, tipicamente 0.9 p.u., si

ha l'intervento del compensatore che riporta la tensione di alimentazione del carico ad un valore di riferimento V_C^{rif} . Il contributo in corrente del compensatore è dato dalla (5.4) dove ΔV_C è il conseguente aumento di tensione (5.5).

$$I_{comp} = \Delta V_C * \frac{Z_C + Z_S}{Z_C Z_S} \quad (5.4)$$

$$\Delta V_C = V_C^{rif} - V_C \quad (5.5)$$

La potenza complessa necessaria alla compensazione è calcolata tramite la (5.6).

$$S_C = V_C^{rif} I_{comp}^* \quad (5.6)$$

Nel caso in esame i valori delle impedenze in p.u. ora introdotte sono visibili in Tabella 10. Per la rete a monte e il trasformatore si è considerata soltanto la reattanza equivalente.

$Z_S = j 0.08317$
$Z_C = 0.63311 + j 0.08459$

Tabella 10 - Impedenze equivalente di rete e trasformatore e del carico in p.u.

Tramite un codice MATLAB si sono svolte simulazioni per dimensionare il compensatore. In Figura 33 è visibile l'andamento della potenza attiva, reattiva e apparente al variare della profondità del buco di tensione. Si è ipotizzato una diminuzione della tensione V_C solo in modulo, senza variazione di fase, poiché questo è ritenuto il caso più diffuso nel caso di guasti nelle reti di trasmissione [35]. Si osserva come le potenze necessarie a compensare i buchi siano molto elevate se confrontate con i valori di assorbimento dei carichi. Questo è causato dal fatto che la corrente erogata dal compensatore fluisce principalmente nell'impedenza Z_S rispetto a Z_C , ed essendo quest'ultima maggiore di un fattore 8 rende il contributo del carico minoritario. Importante notare come sia necessaria per la compensazione non solo potenza reattiva ma anche attiva a causa dell'ipotesi si carico a impedenza costante.

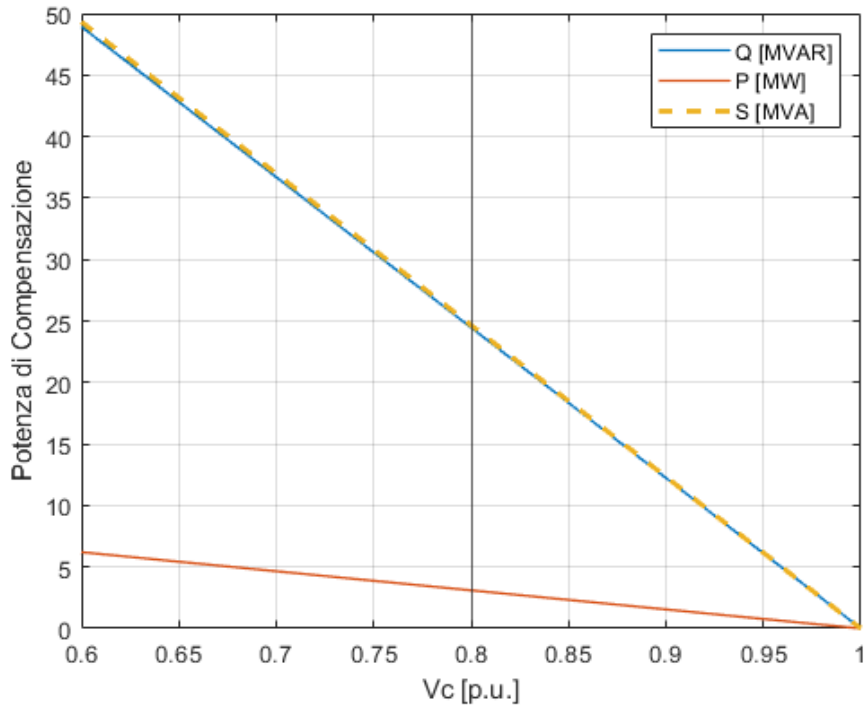


Figura 33 - Potenza di compensazione al variare della profondità del buco di tensione.

Si è scelto di dimensionare la potenza per la compensazione pari a 25 MVA, sufficienti per avere un ΔV_C di 0.2 p.u. In questo modo è possibile mantenere la tensione di alimentazione del carico a valori maggiori di 0.9 p.u. per buchi di tensione profondi fino a 0.7 p.u. Nel confronto economico alla fine del paragrafo tra tecnologia BESS e STATCOM sarà considerata come potenza nominale per quest'ultimo 25 MVAR.

Il dimensionamento per l'autoconsumo è basato sui dati in Tabella 11 che riassumono i risultati della funzione di autoconsumo con solo impianto fotovoltaico descritta nel capitolo 4. I dati di produzione PV sono stati ottenuti dalla banca dati europea PVGIS-SARAH 2, si riferiscono alla zona geografica del nord Italia e coprono un periodo di un anno.

Valori Annuali	Assorbimento Carichi	Produzione PV	Autoconsumo	Surplus
[MWh]	99,452	24,038	22,858	1,180
[%]	100.0%	24.2%	95.1%	4.9%
Valori massimi	Potenza assorbita [kW]	Surplus orario [kWh]	Surplus giornaliero [kWh]	
	15,757	6,608	15,066	

Tabella 11 - Risultati autoconsumo senza Accumulo

L'autoconsumo ha già un valore elevato, pari al 95%. Per portarlo a valori prossimi all'unità è necessario una capacità di stoccaggio di almeno 15 MWh per assorbire il surplus giornaliero massimo e una potenza di almeno 6.6 MW, pari alla potenza media oraria massima di sovra-produzione dell'impianto (surplus orario). In questo contesto la funzione primaria dell'autoconsumo è quello di ricaricare l'accumulo "a costo zero" dalla sovra-produzione fotovoltaica per svolgere gli altri servizi considerati ed evitare così l'acquisto di energia dalla rete.

Il dimensionamento per il servizio supporto alla regolazione primaria *Fast Reserve* consiste nella definizione della potenza qualificata P_{qual} , in MW compresa nel range 5-25 come da regolamento tecnico (vedi cap 4). L'energia associata al servizio è tale da garantire l'erogazione o l'assorbimento alla potenza qualificata per 15 minuti continuativi. Quindi sono necessari 0.25 MWh di energia per ogni MW qualificato. Si è scelto il valore di P_{qual} pari a 10 MW. In questo modo, sui 25 MVA di potenza apparente installata, rimangono disponibili 22.9 MVAR per il servizio di immunizzazione da buchi, rendendo quindi compatibili i due servizi. La banda di energia necessaria è di 2.5 MWh a salire o a scendere, quindi è necessario un sistema di accumulo di almeno 5 MWh scambiabili al punto di connessione durante le 1000 ore annuali di cui consta il servizio.

Infine per il servizio da UPS è stato considerato necessario poter alimentare i carichi privilegiati per un'ora continuativa alla potenza media di 3 MW, quindi ci si riserva una banda di energia sempre disponibile di 3 MWh.

Nella Tabella 12 sono riassunti i requisiti di potenza ed energia associati ad ogni servizio nel caso studio considerato. Questi valori sono da considerare come netti al punto di consegna, quindi sia la potenza totale dei convertitori che l'energia installata devono essere maggiori, per tenere conto dei rendimenti associati alle batterie, inverter e trasformatori.

Servizio	Potenza	Energia
Immunizzazione da buchi di tensione	25 MVA	/
Autoconsumo	6,6 MW	15 MWh
Fast Reserve	10 MW	5 MWh
Alimentazione carichi privilegiati	3 MW	3 MWh

Tabella 12 - Requisiti in potenza ed energia per dimensionamento BESS.

Sulla base di questi valori si è scelta la taglia in energia del BESS. Si è considerato sia il dimensionamento a inizio vita (BoL) che a fine vita (EoL). I dati di dimensionamento considerati e i corrispettivi prezzi unitari utilizzati come dati di input alle simulazioni sono riassunti nella Tabella 13. In essa è presente una riga per lo STATCOM, utilizzato come confronto rispetto al quale giudicare il vantaggio economico garantito (o no) dal BESS.

Tecnologia	Potenza	Energia lorda	CAPEX	OPEX
STATCOM	25 MVAR	/	220 €/MVAR	1000 €/MVAR/anno
BESS (BoL)	25 MVA	20.5 MWh	340 €/MWh	2000 €/MWh/anno
BESS (EoL)	25 MVA	29.3 MWh	320 €/MWh	2000 €/MWh/anno

Tabella 13 - Taglie considerate nelle simulazioni.

La Tabella 14 include i dati risultati economici dalle simulazioni. Esse riguardano un orizzonte temporale di dieci anni. La prima sezione contiene il calcolo dei costi capitali e di gestione dello STATCOM, mentre le altre due riguardano le entrate e i flussi di cassa degli impianti di accumulo secondo le due tipologie di dimensionamento. Le entrate annuali sono calcolate sommando le entrate dovute ai singoli servizi e al netto delle spese operative e di manutenzione. Il contributo principale è dovuto al servizio di supporto alla regolazione primaria *Fast Reserve*. Per esso è stato considerato un corrispettivo fisso annuale di 29,500 €/MW/anno, pari al valore medio ponderato su tutte le aree di assegnazione della gara d'asta svoltasi nel dicembre 2020. La durata del contratto per il servizio è di 5 anni, quindi si è ipotizzato la ripetizione del contratto con una riduzione del corrispettivo del 10%, in modo da tenere conto della maggiore concorrenza che ci si aspetta nel futuro. Nelle ultime due colonne a sinistra sono calcolati i totali delle configurazioni di accumuli considerate e i valori di differenza (delta) rispetto allo STATCOM. Come è possibile vedere solo il dimensionamento a inizio vita risulta economicamente conveniente. Esso risulta in grado di generare, sotto le ipotesi considerate, un risparmio di 1.3 mln in 10 anni e una equivalenza economica tra le due tecnologie tra il quarto e quinto anno. Il dimensionamento a fine vita in questo caso non è motivato perché le bande di energia necessarie alla regolazione primaria e alla funzione UPS rimangono disponibili comunque anche nel dimensionamento BoL. La porzione di capacità dedicata all'autoconsumo è quella che viene erosa dal

degrado della batteria, ma come visto in Tabella 11 esso ha poco margine di miglioramento e di conseguenza poco impatto economico.

	Y0	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7	Y8	Y9	Y10	TOT	DELTA
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033		
STATCOM	CAPEX	OPEX										5,786,597	
	5,500,000	25,000	25,750	26,523	27,318	28,138	28,982	29,851	30,747	31,669	32,619		
BESS (BoL)	Entrate											4,496,926	1,289,671
	6,969,490	273,900	270,215	268,204	265,196	262,500	230,478	228,675	226,811	224,344	222,239		
	Flussi di cassa												
	1,469,490	-1,170,590	-874,625	-579,898	-287,384	3,254	262,714	521,241	778,799	1,034,812	1,289,671		
BESS (EoL)	Entrate											7,025,253	-1,238,656
	9,302,592	256,788	252,581	250,059	246,554	243,322	210,746	208,403	205,939	202,849	200,098		
	Flussi di cassa												
	-3,802,592	-3,520,804	-3,242,473	-2,965,891	-2,692,020	-2,420,560	-2,180,832	-1,942,577	-1,705,891	-1,471,373	-1,238,656		

Tabella 14 - Risultati economici delle simulazioni per il confronto tra STATCOM e BESS.

Conclusioni

L'industria siderurgica è entrata in una fase di rivoluzione tecnologica volta all'abbattimento del suo impatto ambientale. La produzione di acciaio primario prevede l'impiego sempre maggiore di idrogeno nei processi di riduzione e la cattura delle emissioni di anidride carbonica. Inoltre è previsto un aumento della produzione di acciaio con forni elettrici ad arco. Questo, unito alla produzione interna da fonti rinnovabili sia per l'autoconsumo che per alimentare gli elettrolizzatori, richiede una gestione accurata e flessibile dell'energia elettrica.

I casi studio hanno dimostrato come i sistemi di accumulo elettrochimico di scala industriale abbiano possibilità di impiego sia in fase di produzione dell'acciaio, sia nella fase della sua lavorazione. Inoltre i risultati economico-finanziari degli investimenti in tecnologie BESS sono positivi quando il contesto normativo lo permette.

In Germania la *7000 hours rule* è nata per favorire carichi industriali costanti nel tempo in modo da ridurre le risorse necessarie al bilanciamento e quindi il costo di esercizio del sistema elettrico. Come visto nel primo caso studio è possibile l'accesso ad essa anche a carichi che sono tutt'altro che costanti nel tempo, come i forni elettrici ad arco, proprio tramite l'impiego di sistemi di accumulo. Essendo i vincoli molto stringenti è necessario non solo un buon dimensionamento dell'accumulo per il *peak shaving*, ma anche una gestione integrata di tutte le parti dello stabilimento per garantire il rispetto della normativa. Il regime tariffario agevolato sulla componente di trasmissione ha permesso una riduzione delle spese per la fornitura di energia elettrica fino a 12 punti percentuali, permettendo un tempo di ritorno dell'investimento tra il secondo e il quinto anno. I vantaggi economici potrebbero invogliare i proprietari di impianti di questo tipo ad approfondire studi di fattibilità di tipo più tecnico che finanziario.

L'erogazione combinata di servizi rivolti sia alla continuità di servizio interna allo stabilimento (immunizzazione da buchi di tensione e alimentazione di emergenza di carichi suscettibili) che alla stabilità della frequenza di rete è la

situazione considerata nel secondo caso studio. L'ambientazione di esso in Italia ha portato alla considerazione del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza denominato *Fast Reserve*. Il dimensionamento in questo caso è sicuramente più difficoltoso e porta con sé problematiche di tipo tecnico maggiori che richiedono studi approfonditi nel caso se ne valutasse la realizzazione pratica. La resa economica è positiva quando si confronta la tecnologia BESS con il più tradizionale STATCOM per i problemi di *power quality* in virtù dei maggiori servizi che il primo può erogare. Nel caso analizzato il premio fisso che la normativa *Fast Reserve* garantisce è tale infatti, stando ai valori dell'ultima asta svoltasi nel dicembre 2020, da compensare la differenza di investimento capitale tra l'accumulo e il compensatore statico. La parità economica tra le due tecnologie si ha al quinto anno, a fronte di un investimento maggiore nel sistema di accumulo.

La necessità di regimi finanziari incentivanti o progetti pilota espressamente rivolti ai sistemi di accumulo rappresenta una condizione necessaria per rendere gli investimenti in tecnologie BESS economicamente sostenibili. Questo non è però da considerarsi come un aspetto negativo o che testimonia una immaturità tecnologica. I sistemi di accumulo rappresentano degli strumenti di flessibilità in grado di erogare servizi utili al sistema elettrico sia dal lato carichi (riduzione dei picchi di assorbimento) che dal lato produzione (esulando funzioni tradizionalmente attribuite alle centrali connesse tramite generatore sincrono come la regolazione primaria di frequenza). Inoltre di sistemi di incentivazione hanno bisogno anche le centrali tradizionali in esercizio da decenni (e probabilmente già ammortizzate), si pensi ad esempio al mercato delle capacità.

Riferimenti

- [1] Odenthal, Hans-Jürgen, “An insight into steelmaking processes by Computational Fluid Dynamics”, XVIII International UIE-Congress - Electrotechnologies for Material Processing, Hannover, 2017.
- [2] R+W Antriebsselemente GmbH, “Impianti di laminazione acciaio: struttura, funzionamento e trasmissioni gravose”, 17 giugno 2020, disponibile su <https://blog.rw-italia.it/impianti-laminazione-acciaio-struttura-funzionamento>, visitato il 16/11/2023.
- [3] World Steel Association, “Steel before the 18th century” in *The white book of steel*, 2012, ISBN 978-2-930069-67-8
- [4] Britannica, The Editors of Encyclopaedia, "blast furnace" Encyclopedia Britannica, 15 Sep. 2023, disponibile su <https://www.britannica.com/technology/blast-furnace> visitato il 12/10/2023.
- [5] Dizionario di Economia e Finanza, “altoforno”, Enciclopedia Treccani, 2012, disponibile su: [https://www.treccani.it/enciclopedia/altoforno_\(Dizionario-di-Economia-e-Finanza\)/](https://www.treccani.it/enciclopedia/altoforno_(Dizionario-di-Economia-e-Finanza)/) visitato il 12/10/2023.
- [6] International Iron Metallics Association, “Pig Iron Production - Blast Furnace Route”, disponibile su <https://www.metallics.org/pig-iron-bf.html>, visitato il 12/10/2023.
- [7] Britannica, The Editors of Encyclopaedia. "basic oxygen process", Encyclopedia Britannica, 20 Mar. 2023, disponibile su: <https://www.britannica.com/technology/basic-oxygen-process>, visitato il 12/10/2023.
- [8] Molla, Razin Sazzad, “A study on Manufacturing of Deformed Bar (G 60-400W) at Elite Iron and Steel Industries”, on ResearchGate, 2018, disponibile su: https://www.researchgate.net/figure/Basic-Oxygen-furnace-showing-BOF-vessel_fig19_325178996, visitato il 12/10/2023.
- [9] Kovačič, M.; Stopar, K.; Vertnik, R.; Šarler, “B. Comprehensive Electric Arc Furnace Electric Energy Consumption Modeling: A Pilot Study”, *Energies*, 2019, 12.

- [10] ISPRA, “Descrizione e analisi del ciclo produttivo” in *Il ciclo industriale dell'acciaio da forno elettrico in Italia*, Rapporti 38/2003, pagine 75-83.
- [11] International Energy Agency, “Iron and Steel Technology Roadmap, Towards more sustainable steelmaking”, p 16, Ott 2020.
- [12] World Steel Association, “Climate change and the production of iron and steel”, Public Policy Paper, 2021.
- [13] Guevara Opinska, L., “Moving towards Zero-Emission Steel” , Publication for the committee on Industry, Research and Energy (ITRE), Policy Department for Economic, Scientific and Quality of Life Policies, European Parliament, 2021, Luxembourg.
- [14] Commissione Europea, “REPowerEU: Joint European action for more affordable, secure and sustainable energy”, Press Release, 8/3/2022, disponibile su: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_1511, visitato il 10/10/2023.
- [15] Somers, J., “Technologies to decarbonise the EU steel industry”, EUR 30982 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2021, ISBN 978-92-76-47147-9 (online), doi:10.2760/069150 (online), JRC127468.
- [16] Dr Baris Bekir Çiftçi, “The future of global scrap availability”, Blog of World Steel Association, 2 Mag 2018, disponibile su: <https://worldsteel.org/media-centre/blog/2018/future-of-global-scrap-availability/> , visitato il 16/10/2023.
- [17] Muhammet Kayfeci, Ali Keçebaş, Mutlucan Bayat, “Chapter 3 - Hydrogen production” in *Solar Hydrogen Production*, Academic Press, 2019, pag. 45-83, ISBN 9780128148532.
- [18] IEA CCUS in Clean Energy Transitions, IEA, Paris, 2020, License: CC BY 4.0, disponibile su: <https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions> , visitato il 18/10/2023
- [19] Tariffa per il servizio di trasmissione per il 2023, come da Deliberazione 719/2022/R/eel, 27/12/2022, ARERA, disponibile su:

- <https://www.arera.it/it/elettricit/trasmissione.htm>, visitato il 25/10/2023.
- [20] BnetzA, “Network tariffs” in *Monitoring Report 2022*, Bonn, Germania, 2022.
- [21] J Stones, “43 - Power Quality” in *Electrical Engineer's Reference Book*, XVI edizione, M.A. Laughton, D.J. Warne, Newnes, 2003, pagine 43-1-43-9, ISBN 9780750646376.
- [22] e-distribuzione, “Guida alla qualità della alimentazione elettrica”, disponibile su: https://www.e-distribuzione.it/content/dam/e-distribuzione/documenti/e-distribuzione/Guida_Qualit%C3%A0_alimentazione_elettrica.pdf, consultato il 3/11/2023.
- [23] R. Targosz and J. Manson, "Pan-European power quality survey," 2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, Barcelona, Spain, 2007, pagine 1-6.
- [24] Martin Čalasan, Katarina Kecojević, Ognjen Lukačević, Ziad M. Ali, “Chapter 10 - Testing of influence of SVC and energy storage device’s location on power system using GAMS” in *Uncertainties in Modern Power Systems*, Ahmed F. Zobaa, Shady H.E. Abdel Aleem, Academic Press, 2021, pagine 297-342.
- [25] Samet, Haidar & Jarrahi, Mohammad Amin, “A Comparison between SVC and STATCOM in Flicker Mitigation of Electric Arc Furnace using Practical Recorded Data”, 30th International power system conference, Iran, Tehran, 2015.
- [26] Fabiliha Ahmed, Silvia Tasnim, Shourin Rahman Aura, “A Comparative Study of the Influence of BESS and STATCOM on Post-Fault Voltage Recovery in Microgrid”, *European Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, pagine 35–43, Agosto, 2022.
- [27] Delibera 345/2023/R/eel, “Testo Integrato per il Dispacciamento Elettrico – TIDE”, ARERA, 25 luglio 2023.
- [28] Yu Hu, Miguel Armada, María Jesús Sánchez, “Potential utilization of battery energy storage systems (BESS) in the major European electricity markets”, *Applied Energy*, Volume 322, 2022.

- [29] Electricity Balancing, “Project PICASSO”, ENTSO-E disponibile su: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso/, visitato il 10/11/2023.
- [30] TERNA, “Regolamento recante i requisiti e le modalità per la fornitura del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza”, 20/11/2019 disponibile su <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/progetti-pilota-delibera-arera-300-2017-reel/progetto-pilota-riserva-ultra-rapida>, visitato il 13/11/2023.
- [31] GME, “Vademecum della Borsa Elettrica Italiana”, settembre 2012, disponibile su <https://www.mercatoelettrico.org/It/GME/Biblioteca/pubblicazioni.aspx>, visitato il 13/11/2023.
- [32] Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft, *Strompreisprognose*, luglio 2023, disponibile su: <https://www.vbw-bayern.de/vbw/Themen-und-Services/Energie-Klima/Energie/Neue-Strompreisprognose-bis-2040.jsp?shortcut>, visitato il 14/11/2023.
- [33] ARERA, su elaborazione dei dati Eurostat, *Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali - Ue a Area euro*, Relazione annuale 2022, disponibile su <https://www.arera.it/it/dati/eepcfr2.htm>, visitato il 14/11/2023.
- [34] Fabian Zimmermann, Alexander Sauer, “Sizing electric storage systems for industrial peak shaving applications”, *Procedia CIRP* Volume 90, pagine 666-671, 2020.
- [35] M.H.J. Bollen, *Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions*. New York, IEEE Press, 1999.