



UNIVERSITÀ  
POLITECNICA  
DELLE MARCHE

**UNIVERSITÀ POLITECNICA DELLE MARCHE**

**FACOLTÀ DI INGEGNERIA**

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Meccanica

---

**Progettazione e gestione di un “Battery Energy Storage System”  
(BESS) per fornire servizio di flessibilità alla rete elettrica  
nazionale**

**Design and management of a “Battery Energy Storage System”  
(BESS) to provide flexibility service to the national electricity  
grid**

---

**Relatore:**

Ing. Mosè Rossi, PhD

**Tesi di laurea di:**

Filippo Onori

**Correlatori:**

Ing. Diego Margione

Ing. Lingkang Jin

Anno accademico 2022/2023

*Alla mia famiglia*

# Indice

<b>Indice delle figure .....</b>	<b>I</b>
<b>Indice delle tabelle .....</b>	<b>IV</b>
<b>Nomenclatura.....</b>	<b>V</b>
<b>Introduzione.....</b>	<b>VIII</b>
<b>Capitolo 1</b>	
<b>Rete elettrica nazionale e mercato elettrico .....</b>	<b>1</b>
1.1 Struttura del sistema elettrico .....	1
1.1.1 Produzione.....	2
1.1.2 Trasmissione.....	6
1.1.3 Distribuzione .....	9
1.1.4 Utenze.....	13
1.2 Upgrade della rete elettrica .....	15
1.3 Il mercato elettrico: suddivisione e funzionamento .....	18
<b>Capitolo 2</b>	
<b>I sistemi d'accumulo dell'energia.....</b>	<b>24</b>
2.1 Servizi forniti alla rete elettrica.....	25
2.2 Classificazione dei sistemi di accumulo .....	29
2.2.1 Accumulo meccanico .....	30
2.2.2 Accumulo termico .....	32
2.2.3 Accumulo chimico .....	33
2.2.4 Accumulo elettrochimico .....	34
2.3 Battery Energy Storage System .....	36
2.3.1 Principali componenti di un BESS.....	37
2.3.2 Le tipologie di batterie .....	39
2.3.3 Parametri per la valutazione delle prestazioni di una batteria.....	45

## **Capitolo 3**

<b>Caso Studio.....</b>	<b>50</b>
3.1 Contestualizzazione dell'area territoriale .....	50
3.2 Analisi cartografica tramite “Geographic Information System” (QGIS) .....	55
3.2.1 Analisi della pendenza .....	55
3.2.2 Analisi dei principali vincoli paesaggistici e ambientali.....	57
3.3 Inquadramento sul Piano Urbanistico Regionale Generale (PURG).....	59
3.4 Inquadramento sul Piano Regolatore Generale Comunale (PRGC).....	63

## **Capitolo 4**

<b>Progettazione del sistema BESS .....</b>	<b>65</b>
4.1 Layout del sistema .....	65
4.2 Schema Elettrico Unifilare.....	66
4.3 Caratteristiche tecniche dei componenti del sistema BESS.....	68
4.3.1 Battery Container .....	69
4.3.2 Battery Management System .....	71
4.3.3 Power Conversion System .....	72
4.3.4 Trasformatore MT/AT.....	73
4.4 Sistema Antincendio .....	76
4.5 Sistema ausiliari .....	77
4.5.1 Sorveglianza .....	77
4.5.2 Illuminazione.....	78

## **Capitolo 5**

<b>Modello per la gestione del BESS.....</b>	<b>79</b>
5.1 Gestione dell'operatività del BESS .....	79
5.2 SoH e la degradazione delle batterie.....	83
5.3 Modellazione in Python .....	85

## **Capitolo 6**

<b>Analisi tecnica ed economica del sistema BESS.....</b>	<b>87</b>
6.1 Valutazione gestionale del sistema BESS .....	87
6.2 Valutazione della degradazione delle batterie .....	97
6.3 Valutazione economica del sistema BESS .....	100
<b>Conclusioni.....</b>	<b>XI</b>
<b>Appendice.....</b>	<b>XIII</b>
<b>Bibliografia.....</b>	<b>XVI</b>
<b>Ringraziamenti .....</b>	<b>XXIII</b>

# Indice delle figure

Figura 1 - Struttura del sistema elettrico [11].....	2
Figura 2 - Variazione del mix produttivo di energia elettrica in Italia [9] .....	3
Figura 3 - Potenza efficiente lorda installata in Italia dal 1931 fino ad oggi [9].....	4
Figura 4 - Produzione lorda da fonti rinnovabili in Italia dal 2000 ad oggi [9] .....	4
Figura 5 - Andamento della produzione termoelettrica lorda in Italia [9].....	5
Figura 6 - Distribuzione della rete a 380 kV (rosso) e a 220 kV (verde) nel territorio italiano [14] .....	7
Figura 7 – “Wall screen” del CNC di Terna [16] .....	8
Figura 8 - Distribuzione della rete a 150 kV (arancione) sul territorio italiano [17] .....	10
Figura 9 - Tipologie di rete di distribuzione [18] .....	11
Figura 10 - Suddivisione delle utenze finale per settore economico [11] .....	13
Figura 11 - Crescita generazione da FER in Italia [24].....	15
Figura 12 - Sistema elettrico tradizionale verso “smart grid” [26].....	16
Figura 13 - Schematizzazione di un sistema energetico integrato [28].....	18
Figura 14 - Organizzazione del mercato elettrico [29].....	19
Figura 15 - Topologia di interconnessione delle zone [30] .....	20
Figura 16 - Grafico domanda-offerta [29].....	20
Figura 17 - Prezzi zionali medi annui sul MGP [31].....	21
Figura 18 - Fasi di funzionamento di un sistema di accumulo [34] .....	25
Figura 19 - Riduzione del carico di picco utilizzando un sistema di accumulo [35] .....	27
Figura 20 - Funzionamento di un sistema d'accumulo per risolvere le congestioni di rete [37] .....	28
Figura 21 - Price Arbitrage attraverso un sistema d'accumulo [40] .....	29
Figura 22 - Classificazione dell'accumulo di energia rispetto alla funzione [33] .....	30
Figura 23 - Diagramma schematico del PHS [33].....	31

Figura 24 - Diagramma schematico del CAES [33].....	31
Figura 25 - Fasi del processo di accumulo termico [42] .....	32
Figura 26 - Scema di un sistema Power-to-Hydrogen [43].....	34
Figura 27 - Cella elettrochimica con elettrodi positivo e negativo [44].....	35
Figura 28 - Componentistica di trasmissione di potenza [46].....	36
Figura 29 - Schema di un BESS [47] .....	37
Figura 30 - Spaccato di un BESS [46].....	38
Figura 31 - Confronto tra varie tecnologie di batterie [48] .....	39
Figura 32 - Principio di funzionamento di una batteria piombo/acido [44] .....	40
Figura 33 - Principio di funzionamento di una batteria nichel/metal idruro [44].....	41
Figura 34 - Principio di funzionamento di una batteria agli ioni di litio [44] .....	42
Figura 35 - Principio di funzionamento di una batteria a flusso [44].....	44
Figura 36 - Principio di funzionamento di una batteria ad alta temperatura [44] .....	45
Figura 37 - Curve capacità-tensione in funzione della temperatura [49] .....	47
Figura 38 – Inquadramento delle sottostazioni sul territorio italiano [50] .....	51
Figura 39 - Inquadramento della sottostazione 380/220 kV Terna di Udine Sud [17] ..	51
Figura 40 - Inquadramento su ortofoto.....	52
Figura 41 - Indicazione delle coordinate dell'area.....	53
Figura 42 - Inquadramento su carta tecnica regionale.....	53
Figura 43 - Inquadramento su carta catastale .....	54
Figura 44 - Inquadramento della viabilità principale .....	55
Figura 45 - Layer delle pendenze su QGIS .....	56
Figura 46 - Analisi della pendenza dell'area di progetto .....	57
Figura 47 - Analisi dei vincoli paesaggistici art. 142 D. Lgs. 42/04.....	58
Figura 48 – Analisi delle aree a rischio PAI.....	58
Figura 49 - Analisi delle aree della Rete Natura 2000 (zone SIC e ZPS) .....	59

Figura 50 - Tavola 1 PURG: Zone socio-economiche [53].....	60
Figura 51 - Tavola 9 PURG: Visualizzazioni delle regioni geografiche [53].....	60
Figura 52 - Tavola 10 PURG: Carta delle franosità e allagamenti [53].....	61
Figura 53 - Tavola 11 PURG: Carta dei fenomeni sismici [53].....	61
Figura 54 - Tavola 14 PURG: Carta dei bacini idrografici [53].....	62
Figura 55 - Tavola 15 PURG: Il sistema degli ambiti di tutela ambientale e dei parchi [53] .....	62
Figura 56 - Inquadramento su PRGC di Pavia di Udine [54].....	63
Figura 57 - Legenda del PRGC di Pavia di Udine [54].....	64
Figura 58 - Unità di configurazione tipica dei componenti base del BESS .....	65
Figura 59 - Layout del sistema BESS.....	66
Figura 60 - Porzione del sistema BESS con i cavidotti interrati in MT (rosa e blu).....	67
Figura 61 - Schema elettrico unifilare del sistema .....	68
Figura 62 - Architettura generica di un sistema BESS [55] .....	69
Figura 63 - Cella, modulo e container [56] .....	69
Figura 64 - Spaccato del container CATL [56].....	70
Figura 65 - Sistema BMS e connessione con gli altri componenti [56] .....	72
Figura 66 - Connessione a stella con neutro e a triangolo [58].....	74
Figura 67 - Rappresentazione del gruppo angolare Yd11d11 [59] .....	75
Figura 68 - Trasformatore di potenza MT/AT [60].....	75
Figura 69 - Schema a blocchi sistema antintrusione .....	78
Figura 70 - Grafico dell'andamento giornaliero del PUN in diversi mesi dell'anno 2022 (15° giorno di ogni mese).....	81
Figura 71 - Andamento del guadagno economico per singolo container .....	88
Figura 72 - Guadagno economico giornaliero dell'intero sistema a 1C .....	89
Figura 73 – Gestione del sistema BESS a 1C.....	90
Figura 74 - Guadagno economico giornaliero dell'intero sistema a 0,5C.....	91



Figura 75 - Gestione del sistema BESS a 0,5C .....	92
Figura 76 – Andamento giornaliero del PUN nel mese di febbraio .....	92
Figura 77 - Guadagno economico giornaliero dell'intero sistema a 0,33C .....	93
Figura 78 - Gestione del sistema BESS a 0,33C .....	94
Figura 79 - Guadagno economico giornaliero del sistema a 0,25C.....	95
Figura 80 - Andamento del PUN giornaliero - ottobre vs dicembre .....	96
Figura 81 - Gestione del sistema BESS a 0,25C .....	96
Figura 82 - Andamento dello SoH per diversi C-rate.....	98
Figura 83 - Andamento dello SoH per diverse temperature.....	99
Figura 84 - Andamento del guadagno al variare del tasso d'interesse per lo scenario 1C .....	101
Figura 85 - Andamento del guadagno al variare del tasso d'interesse per lo scenario 0,25C .....	102

## Indice delle tabelle

Tabella 1 - Coordinate del perimetro dell'area di progetto.....	52
Tabella 2 - Specifiche tecniche container CATL .....	71
Tabella 3 - Sintesi mensile anno 2022 (15° giorno di ogni mese).....	80
Tabella 4 - Dati tecnici cella elementare CATL.....	85
Tabella 5 - Valori dello SoH in funzione del numero dei cicli per diversi C-rate.....	97
Tabella 6 - Valori dello SoH in funzione del numero dei cicli per diverse temperature	99
Tabella 7 - Quadro economico sistema BESS.....	100

# Nomenclatura

## Simboli

$\eta$	Rendimento [-]
E	Energia [J]
m	Massa [kg]
$c_p$	Calore specifico [J/kg K]
$\Delta$	Differenziale
T	Temperatura [K]
$\rho$	Densità [kg/dm <sup>3</sup> ]
V	Volume [dm <sup>3</sup> ]
$\lambda$	Calore latente [J/kg]
C	Capacità [Wh]
I	Corrente [A]
v	Tensione [V]
P	Potenza [W]
t	Tempo [s]
G	Guadagno [€]
h	Coefficiente orario [h]
c	Costo [€]

## Acronimi

BESS	Battery Energy Storage System
AT	Alta Tensione
MT	Media Tensione
BT	Bassa Tensione
Enel	Ente Nazionale per l'Energia Elettrica
GME	Gestore Mercati Energetici
GSE	Gestore dei Servizi Energetici
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale
GNL	Gas Naturale Liquefatto
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente
TSO	Transmission System Operator
ISO	Independent System Operator

TO	Transmission Operator
SO	System Operator
CNC	Centro Nazionale di Controllo
RSU	Rifiuti Solidi Urbani
FER	Fonti Energetiche Rinnovabili
MPE	Mercato Elettrico a Pronti
MTE	Mercato Elettrico a Termine
MGP	Mercato del Giorno Prima
MI	Mercato Infragiornaliero
MPEG	Mercato dei Prodotti Giornalieri
MSD	Mercato del Servizio di Dispacciamento
PHS	Pumped-Hydro Storage
CAES	Compressed-Air Energy Storage
LAES	Liquid-Air Energy Storage
PCM	Phase-Change Material
BMS	Battery Management System
B-TMS	Battery-Temperature Management System
SoC	State of Charge
SoH	State of Health
DoD	Depth of Discharge
PCS	Power Conversion System
IMS	Integrated Management System
DCS	Distributed Control System
EMS	Energy Management System
GIS	Geographic Information System
DEM	Modello Digitale di Elevazione
INGV	Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia
DTM	Digital Terrain Model
PAI	Piano di Assetto Idrogeologico
SIC	Siti di Importanza Comunitaria
ZPS	Zone di Protezione Speciale
PURG	Piano Urbanistico Regionale Generale
PRGC	Piano Regolatore Generale Comunale

GCPC	Grid Connected Power Converters
AC	Corrente Alternata
DC	Corrente Continua
UPS	Uninterruptible Power Supply
CO <sub>2</sub>	Anidride carbonica
PUN	Prezzo Unico Nazionale [€/MWh]
PBP	Payback Period
FC	Flusso di Cassa [€/anno]
VAN	Valore Attuale Netto
O&M	Operation and Maintenance

# Introduzione

Nel corso degli ultimi due secoli c'è stato un notevole incremento nella richiesta globale di energia, ma le conseguenze di questa crescente richiesta sono state notevoli e considerevoli sotto diversi punti di vista. I combustibili fossili, che sono stati a lungo la principale fonte di energia nel mondo, sono stati usati in maniera incontrollata e ciò ha portato ad essere una fonte d' inquinamento ambientale; inoltre, le loro risorse si stanno esaurendo. I combustibili fossili hanno svolto un ruolo significativo nell'incremento delle emissioni di gas serra innescando una grave crisi ambientale [1]. Effettivamente, l'attività umana contribuisce all'accumulo di gas serra causando un aumento della temperatura globale. Questo, a sua volta, porta cambiamenti nei modelli di neve e precipitazioni, un aumento delle temperature medie e una frequenza maggiore di eventi meteorologici estremi come onde di calore e inondazioni [2]. Al fine di affrontare i cambiamenti climatici, il Parlamento europeo ha votato a favore della Legge europea sul clima che solleva l'obiettivo di ridurre le emissioni nette di gas serra di almeno il 55% entro il 2030, rispetto al 40% attuale, e proporre come obbligo giuridico il raggiungimento della neutralità climatica entro il 2050. Questa legge sul clima è parte integrante del Green Deal europeo che rappresenta la “roadmap” dell'UE per raggiungere la neutralità climatica [3].

Per realizzare questo ambizioso obiettivo climatico l'Unione Europea sta promuovendo la decarbonizzazione del settore energetico, ovvero la riduzione nel tempo delle emissioni di gas a effetto serra prodotto da un singolo Paese rispetto alla quantità di energia consumata nello stesso periodo. Per attuare la decarbonizzazione del sistema energetico ci sono principalmente due approcci. Il primo approccio prevede di utilizzare fonti fossili con un minor contenuto di carbonio, ad esempio preferendo il gas naturale rispetto al carbone. Questo può contribuire a ridurre le emissioni, ma non ad eliminare completamente il problema poiché il gas naturale è comunque una fonte di carbonio. Il secondo approccio invece, fortemente sostenuto dall'UE, prevede di sostituire gradualmente le fonti di produzione di energia fossile con fonti rinnovabili come l'energia eolica, solare e biomasse. Queste fonti sono considerate "carbon neutral" poiché non emettono direttamente gas a effetto serra durante la produzione di energia [4].

Nel dicembre 2022 i membri del Parlamento europeo hanno richiesto una procedura accelerata per il rilascio di autorizzazioni per impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, compresi pannelli solari e pale eoliche. Inoltre, si stanno promuovendo lo

sviluppo dell'idrogeno rinnovabile e di fonti rinnovabili offshore, come l'energia delle onde oltre all'energia eolica. Nel marzo 2023 il Parlamento europeo e il Consiglio dell'UE hanno raggiunto un accordo per promuovere ulteriormente l'adozione delle energie rinnovabili, in linea con gli obiettivi del Green Deal e gli sforzi per ridurre la dipendenza dall'energia russa. Si è concordato di aumentare la quota di energie rinnovabili nel consumo finale di energia dell'UE al 42,5% entro il 2030, mentre gli Stati membri dell'UE dovrebbero mirare al 45% [3]. Tuttavia, la decarbonizzazione del settore energetico è una sfida complessa. La produzione di energia elettrica richiede investimenti significativi che possono richiedere anni o addirittura decenni per essere ammortizzati. Inoltre, ci sono sfide tecniche ed economiche da superare nella transizione verso le fonti rinnovabili, come l'intermittenza delle energie solari ed eoliche e la necessità di sviluppare sistemi di stoccaggio energetico efficienti [4].

Un valore aggiunto significativo nel processo di decarbonizzazione del sistema energetico dell'UE viene fornito dal "Sector Coupling" che permette di accrescere il fabbisogno di flessibilità e di affidabilità riducendo i costi globali della transizione energetica. Il "Sector Coupling" prevede due scenari complementari: l'elettrificazione dei consumi finali e l'integrazione di reti e vettori energetici. Il primo scenario garantisce una forte penetrazione delle fonti rinnovabili e una forte spinta all'efficienza energetica, ma richiede elevata necessità di flessibilità nella rete e il potenziamento ed estensione delle reti di trasmissione e distribuzione sottodimensionate. Mentre il secondo scenario prevede di affiancare all'energia elettrica rinnovabile altri vettori energetici quali biogas, biometano e idrogeno per applicazioni in settori difficili da elettrificare [5]. In entrambi gli scenari giocano un ruolo fondamentale i sistemi di accumulo dell'energia che permettono di far incontrare produzione e domanda di energia rinnovabile quando queste non sono contemporanee e di accumulare l'eccesso di energia prodotta per non sprecarla.

Data l'importanza dei sistemi di accumulo nell'ambito della transizione energetica, questa tesi, derivante da un'esperienza di tirocinio presso l'azienda Renpower Group Srl, attiva nel settore energetico, ha come obiettivo la pianificazione di un "Battery Energy Storage System" (BESS) da posizionare nelle vicinanze della Stazione Terna 380/220 kV "Udine Sud". Inoltre, la tesi si concentra sulla gestione di questo sistema al fine di garantire il servizio di "price arbitrage" alla rete elettrica nazionale.

Il primo capitolo analizza il contesto generale in cui questo lavoro di tesi si colloca. Si parla della struttura del sistema elettrico, con particolare attenzione alle fasi in cui è

suddiviso ovvero la produzione, la trasmissione, la distribuzione e le utenze. Inoltre, viene anche discussa l'importanza dell'upgrade della rete elettrica, soprattutto in ottica dell'aumento della quota rinnovabile nella produzione dell'energia elettrica. Oltre ciò viene descritto il funzionamento e la suddivisione del mercato elettrico.

Il secondo capitolo si concentra sui sistemi di accumulo dell'energia elettrica. Vengono presentati i servizi che questi sistemi forniscono alla rete elettrica, la loro classificazione e una sezione specifica sarà dedicata al sistema di accumulo dell'energia basato su batterie (BESS) con una descrizione dettagliata dei suoi componenti, delle tipologie di batterie utilizzate e dei parametri utili per valutare le prestazioni.

Il terzo capitolo introduce il caso studio oggetto della tesi. In primo luogo, si contestualizza l'area territoriale, poi si procede con un'analisi cartografica utilizzando QGIS focalizzandosi sulla pendenza e sui vincoli paesaggistici e ambientali. Successivamente, sono esaminati i piani urbanistici regionali e comunali che influenzano il progetto.

Il quarto capitolo affronta la progettazione pratica del sistema di accumulo dell'energia. Vengono descritti il layout del sistema, lo schema unifilare e le caratteristiche tecniche, inclusi i componenti principali come il contenitore batteria, il sistema di gestione della batteria, il sistema di conversione della potenza e il trasformatore Media Tensione (MT)/Alta Tensione (AT). Inoltre, vengono analizzati anche aspetti di sicurezza come il sistema antincendio e i sistemi ausiliari come la sorveglianza e l'illuminazione.

Il quinto capitolo tratta il lato gestionale del sistema di accumulo dell'energia, con particolare attenzione alla gestione delle batterie, al monitoraggio del loro stato di salute (SoH), ovvero alla degradazione delle batterie nel tempo. Inoltre, viene presentata la modellazione della gestione del sistema BESS in Python.

Il sesto capitolo riporta i risultati di un'analisi dettagliata delle prestazioni del sistema. Si è valutata la gestione operativa, il degrado delle batterie nel tempo e si è eseguita un'analisi economica, includendo indicatori finanziari come il valore attuale netto e il tempo di ritorno sull'investimento.

Infine, sono riportate le conclusioni del lavoro svolto, evidenziando quali sono i risultati ottenuti, valutando sia la gestione economica che tecnologica, e i possibili sviluppi futuri.

# Capitolo 1

## Rete elettrica nazionale e mercato elettrico

Nella seconda metà dell'Ottocento, durante la Seconda Rivoluzione Industriale, si ottenne la possibilità di trasportare l'energia elettrica, fino ad allora prodotta vicino al dispositivo o al servizio che la richiedeva per il suo utilizzo. Le società di servizi elettrici, grazie alle economie di scala, si dedicarono al sistema di generazione centralizzata dell'energia elettrica, al trasporto e alla sua relativa distribuzione e gestione [6]. In Italia, il primo sistema per la produzione di energia elettrica fu costruito a Milano nel 1883 in uno stabile precedentemente usato come teatro. Il 6 dicembre del 1962 venne approvata la legge che diede vita all'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica (Enel) con lo scopo di radunare la quasi totalità delle attività di generazione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica nel Paese. Le sfide che furono affidate al nuovo ente erano quelle di incaricarsi dell'unificazione dell'accesso all'energia elettrica, portando la luce nelle case di tutti gli italiani, e di sostenere il boom produttivo. L'Enel, dal 1999 venne suddivisa in società distinte in base alle attività svolte ponendo le basi per la riforma del mercato elettrico che prevedeva il passaggio da un regime di monopolio a uno di concorrenza. La liberalizzazione del mercato energetico ha consentito ai consumatori finali di scegliere tra una pluralità e diversità di offerte così da mantenere i prezzi dell'energia aderenti ai costi e limitare molte inefficienze dei servizi [7]. A seguito della liberalizzazione del mercato, nuove imprese si sono presentate con l'intenzione di ricoprire un ruolo crescente; perciò, dal 2003 venne istituita la borsa dell'energia, gestita dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) e controllata dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE), necessaria a garantire il prezzo di questa determinando quali sistemi di generazione o impianti sono chiamati ad incontrare la domanda istante per istante.

### 1.1 Struttura del sistema elettrico

Il sistema elettrico rappresenta una delle principali fonti di emissioni di gas serra in atmosfera, incidendo per il 77% delle emissioni in Europa [8]. Per questo motivo,



l'Unione Europea sta spingendo intensamente per ridurre considerevolmente l'impatto ambientale provocato dal settore energetico mediante la promozione delle fonti rinnovabili che ad oggi ricoprono il 35,4% di tutta la produzione lorda [9]. Il sistema elettrico è articolato in quattro fasi: produzione, trasmissione, distribuzione e utenze. Il decreto 79/99 (decreto Bersani) ha liberalizzato l'attività di produzione e vendita, mentre la trasmissione e la distribuzione sono rimaste attività di competenza dello Stato. La trasmissione è stata data in concessione alla società Terna, proprietaria della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), che si occupa del coordinamento di tutti i vari componenti del sistema elettrico e del dispacciamento, di cui quest'ultimo riguarda il bilanciamento tra energia prodotta e richiesta. La distribuzione dell'energia elettrica, invece, è stata affidata in concessione ai cosiddetti "distributori locali" [10].

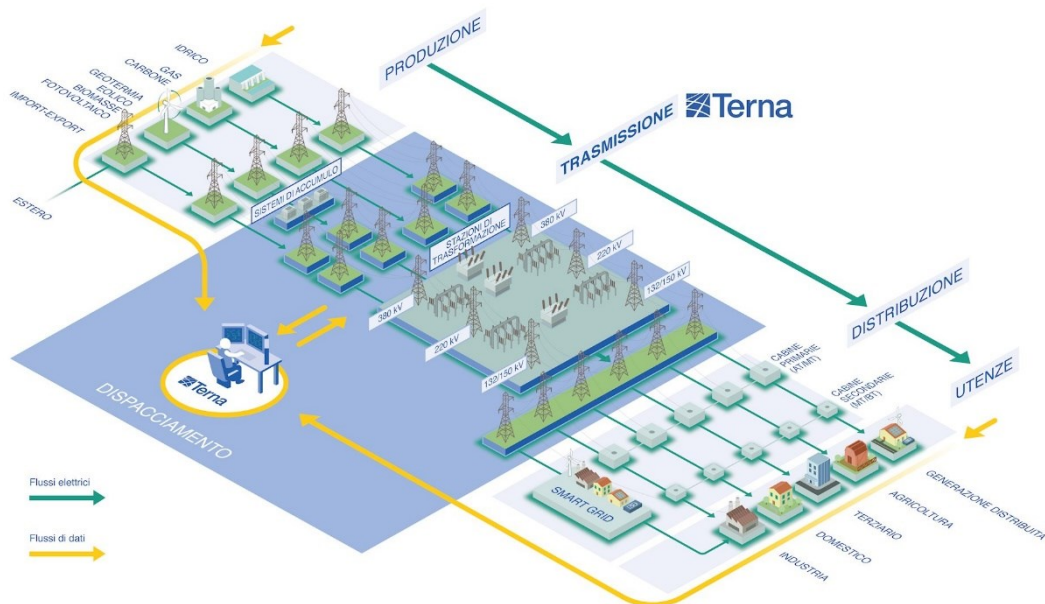


Figura 1 - Struttura del sistema elettrico [11]

## 1.1.1 Produzione

L'energia ricavata da fonti primarie deve subire un processo di trasformazione per produrre l'energia elettrica utilizzata dai clienti finali. La produzione di energia elettrica in Italia viene realizzata sfruttando sia fonti energetiche primarie non rinnovabili (gas naturale, carbone e petrolio) che rinnovabili (energia geotermica, idroelettrica, solare ed eolica). Nel corso degli anni si è verificata una variazione del mix produttivo di energia

elettrica: il gas naturale durante gli anni ha aumentato la sua percentuale d'utilizzo passando da circa il 20% nel 1996 ad oggi che raggiunge circa il 50%. Inoltre, sono entrate nel mix produttivo, con una buona percentuale, le fonti rinnovabili (principalmente solare fotovoltaica, eolica e biomasse) che hanno contribuito ad un'importante riduzione dell'utilizzo dei prodotti petroliferi. Ad oggi, l'energia elettrica prodotta proviene essenzialmente da centrali idroelettriche, centrali termoelettriche, impianti eolici, impianti fotovoltaici e impianti geotermici.

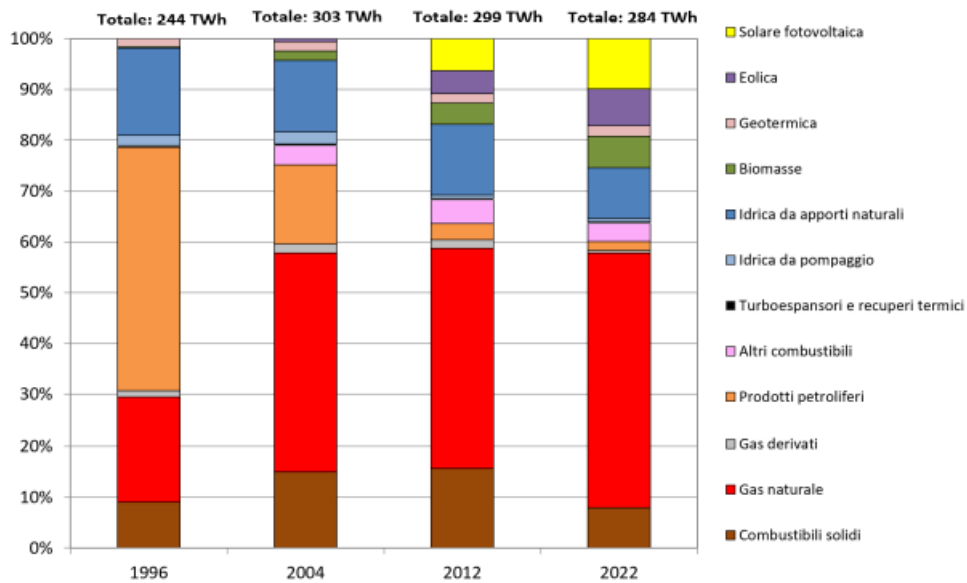


Figura 2 - Variazione del mix produttivo di energia elettrica in Italia [9]

La produzione da fonti rinnovabili in Italia ha avuto una rapida impennata a partire dagli anni Novanta. Dal 2005, la quota parte delle rinnovabili è pressoché raddoppiata in seguito all'installazione di numerosi impianti fotovoltaici ed eolici che sono andati ad aggiungersi alle centrali idroelettriche, le quali insieme alle centrali termiche hanno da sempre trainato lo sviluppo industriale. Nel 2022 la produzione lorda di energia elettrica è stata pari a 284 TWh in cui le fonti rinnovabili hanno inciso il 35,4% sul totale della produzione lorda di energia, leggermente in calo rispetto al 40,2% del 2021. La fonte termoelettrica non rinnovabile ha coperto la maggior parte del fabbisogno, rappresentando il 63,9% della produzione (in aumento del 6,4% rispetto al 2021) [9].

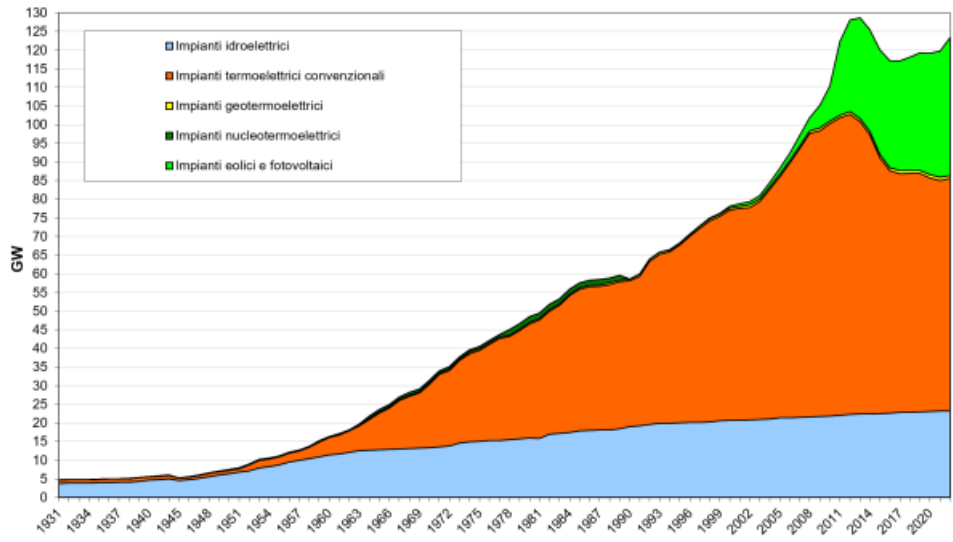


Figura 3 - Potenza efficiente lorda installata in Italia dal 1931 fino ad oggi [9]

La produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili nel 2022 è stata caratterizzata principalmente da una significativa riduzione della produzione idroelettrica a causa della carenza della risorsa idrica, un aumento della produzione fotovoltaica dovuto all'installazione di nuovi impianti e una riduzione della produzione da biomasse conseguentemente all'aumento dei costi del combustibile. Gli impianti eolici e fotovoltaici rappresentano più del 48% della produzione lorda da fonti rinnovabili; tuttavia, la produzione totale da fonti rinnovabili è variabile nel tempo a causa della variabilità della fonte primaria stessa (acqua, sole e vento).

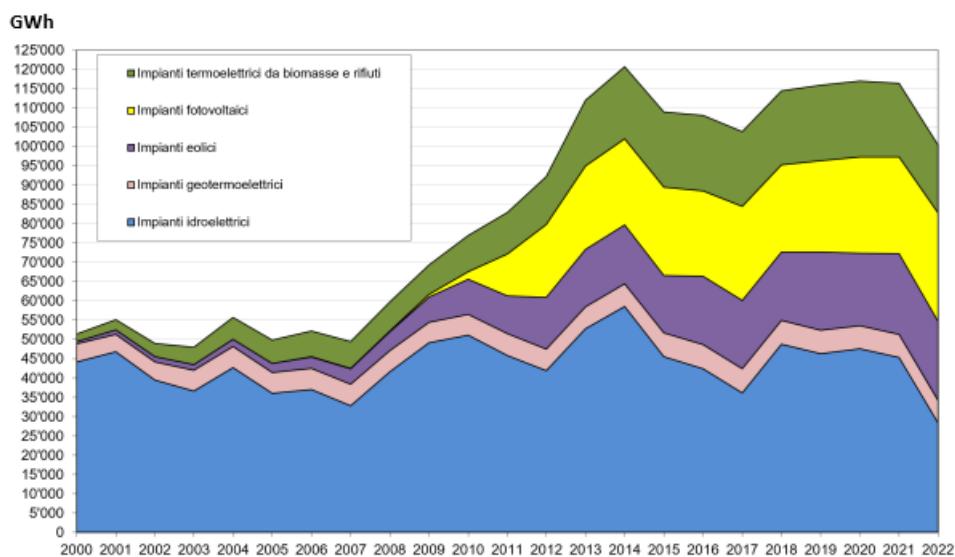


Figura 4 - Produzione lorda da fonti rinnovabili in Italia dal 2000 ad oggi [9]

Per quanto riguarda la produzione termoelettrica, il mix di combustibili utilizzati è stato notevolmente modificato negli ultimi anni, il gas naturale è andato progressivamente a sostituire i prodotti petroliferi per via della crescente diffusione dei cicli combinati a gas e degli interventi di repowering effettuati sulle preesistenti centrali. La maggior parte della produzione termoelettrica è imputabile a impianti di produzione combinata che nel 2022 è stata pari a 105,4 TWh, a fronte di 93,1 TWh prodotti da impianti di sola produzione elettrica [9].

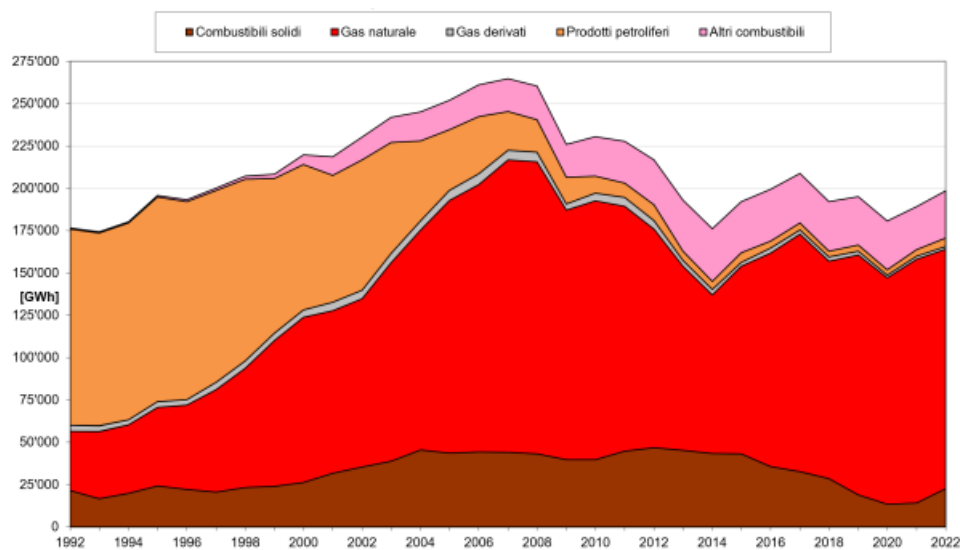


Figura 5 - Andamento della produzione termoelettrica lorda in Italia [9]

La produzione di energia elettrica non è però sufficiente a coprire il fabbisogno energetico italiano, perciò, è necessario acquistare energia elettrica da altri Paesi attraverso le interconnessioni con l'estero provenienti principalmente dalla Francia e dalla Svizzera.

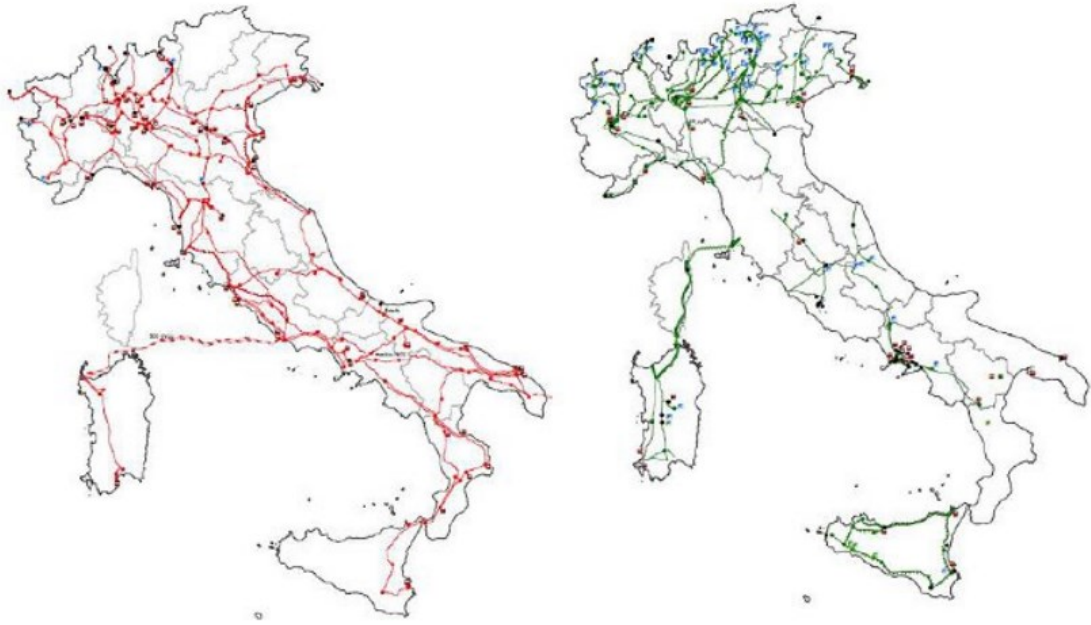
L'Italia, attraverso il Piano Nazionale Integrato per Energia e Clima, ha definito la sua politica energetica e climatica al fine di raggiungere gli obiettivi fissati per il 2030 in relazione a ciascun aspetto legato all'energia. In primo luogo, viene proposta la realizzazione di nuovi impianti e infrastrutture adeguate a sostituire la produzione energetica basata sul carbone, e mantenere un sistema elettrico stabile con l'obiettivo di accelerare la decarbonizzazione aumentando la quota di energia proveniente da fonti rinnovabili. Per incrementare l'uso delle energie rinnovabili è prevista una maggiore diffusione di impianti eolici e fotovoltaici che richiederà molte opere infrastrutturali e l'uso diffuso di sistemi di accumulo energetico sia distribuiti che centralizzati. Inoltre, si mira a rendere il sistema elettrico più flessibile, aumentando le risorse disponibili per

fornire i servizi necessari per mantenere l'equilibrio tra domanda e offerta in tempo reale. Una maggiore sicurezza nell'approvvigionamento energetico sarà ottenuta attraverso l'incremento delle fonti rinnovabili e l'adozione di misure per migliorare l'efficienza energetica in diversi settori, oltre a quello energetico. Allo stesso tempo, si prevede di diversificare le fonti di approvvigionamento tramite l'uso del gas naturale ed anche attraverso il ricorso al gas naturale liquefatto (GNL) utilizzando infrastrutture che siano compatibili con l'obiettivo di una profonda decarbonizzazione entro il 2050. Infine, c'è un impegno a potenziare la capacità del sistema di ricerca per sviluppare tecnologie di prodotto e di processo cruciali per la transizione energetica. Si mira anche a promuovere l'adozione di tecnologie, sistemi e modelli organizzativi e gestionali che siano coerenti con la transizione energetica e contribuiscano a garantire la sicurezza energetica [12].

### **1.1.2 Trasmissione**

La trasmissione dell'energia elettrica implica la gestione, il mantenimento e lo sviluppo della rete elettrica nazionale ad alta tensione, e del dispacciamento che consiste nel gestire i flussi di elettricità sulla rete in qualsiasi momento. In Italia, Terna è responsabile della trasmissione operando in un regime di monopolio naturale all'interno di un mercato regolato dall'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA). Terna ha il ruolo di TSO (Transmission System Operator) e ISO (Independent System Operator) e rappresenta quindi il segmento fondamentale della trasmissione.

In primo luogo, in qualità di Transmission Operator (TO), i tre ambiti in cui Terna opera sono la pianificazione degli interventi di sviluppo della RTN le attività di realizzazione delle opere e la manutenzione delle infrastrutture elettriche. Al 2022, la rete elettrica nazionale ha registrato oltre 68.000 km di linee e circa 890 stazioni suddivise per livelli di tensione. La rete di trasmissione è caratterizzata da due livelli: il sistema a 380 kV, interconnesso con il sistema elettrico europeo, che costituisce la spina dorsale della rete di trasmissione italiana che trasporta per grandi distanze l'energia elettrica prodotta dalla maggior parte degli impianti di generazione verso i più importanti nodi di trasformazione ai livelli di tensione inferiori. Il sistema a 220 kV, invece, è costituito da una percentuale non trascurabile di centrali e rende capillare sul territorio la distribuzione dell'energia elettrica ad alta tensione [13].



*Figura 6 - Distribuzione della rete a 380 kV (rosso) e a 220 kV (verde) nel territorio italiano [14]*

L'attività di sviluppo di Terna riguarda la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza, la continuità degli approvvigionamenti di energia elettrica e il minor costo sia del servizio di trasmissione che degli approvvigionamenti. Tale obiettivo è necessario per soddisfare la domanda nazionale ed è raggiungibile attraverso un'adeguata pianificazione degli interventi di sviluppo finalizzati a garantire e migliorare costantemente la qualità del servizio di trasmissione e a ridurre delle possibili congestioni di rete, nel rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici. Ciò viene realizzato attraverso l'efficiente utilizzo delle risorse di generazione disponibili, il rigoroso rispetto delle norme di sicurezza operative, l'aumento dell'affidabilità ed economicità della rete di trasmissione e il miglioramento della qualità e continuità del servizio elettrico [15].

L'attività di manutenzione ha come obiettivi principali il mantenimento di un elevato livello di efficienza del sistema e dei suoi elementi costitutivi, nonché la riduzione delle probabilità di insorgenza di problemi e malfunzionamenti nei dispositivi della RTN. Inoltre, essa mira a garantire le condizioni di continuità del servizio e a ripristinare, nel minor tempo possibile, la piena operatività del sistema e dei suoi componenti in caso di anomalie e/o guasti. Un altro aspetto fondamentale dell'attività di manutenzione è la

tutela della sicurezza degli impianti stessi, del personale coinvolto nelle operazioni e di terze parti in generale.

Nel ruolo di System Operator (SO), Terna si occupa del servizio di dispacciamento che garantisce, istante per istante, che l'energia richiesta dai consumatori sia sempre in equilibrio con l'energia prodotta. La complessità di questo compito impone, infatti, un coordinatore centrale dotato di potere di controllo su un numero elevato di attori, sia sul fronte della produzione che su quello della domanda, e negli ultimi anni anche della produzione da fonti rinnovabili "non programmabili". L'attività di dispacciamento si svolge nel Centro Nazionale di Controllo (CNC) di Terna dove vengono controllati in tempo reale, attraverso un "wall screen", i flussi di energia in tutta la rete elettrica italiana ad alta tensione perché la gestione dei flussi di energia è essenziale per mantenere in equilibrio l'intero sistema elettrico di un paese. Offerta e domanda di energia elettrica devono essere sempre bilanciati e per questo motivo è necessario produrre, istante per istante, la quantità di energia richiesta dai consumatori e gestirne la trasmissione sulla rete elettrica nazionale. Il dispacciamento dell'energia elettrica significa quindi coordinare la produzione delle centrali, la trasmissione e la piena integrazione delle sempre più consistenti fonti rinnovabili, garantendo elevati standard di qualità e sicurezza del servizio.



*Figura 7 – “Wall screen” del CNC di Terna [16]*

### 1.1.3 Distribuzione

La fase di distribuzione dell'energia elettrica permette di trasportare, attraverso una complessa rete infrastrutturale di rete, l'energia elettrica fino all'utente finale. La rete capillare di distribuzione sfrutta le cabine primarie, che trasformano l'elettricità ad alta tensione in elettricità a media tensione, le cabine secondarie, da quelle a media tensione fino a quelle a bassa tensione, e i trasformatori. La maggior parte dell'energia elettrica, per motivi tecnici ed economici, viene trasportata sotto forma di corrente alternata trifase con frequenza 50 Hz. La corrente alternata permette all'energia di viaggiare in modo più efficiente grazie all'uso dei trasformatori che consentono di modificare la tensione della corrente alternata, rendendola adatta alla trasmissione a lunghe distanze e minimizzando le perdite di energia durante il trasporto. La dispersione dell'energia sarà garantita anche dalla possibilità di utilizzare una tensione più elevata che permette di trasmettere più potenza senza aumentare significativamente la corrente. Inoltre, la corrente alternata richiede meno processi di conversione e perciò sarà necessario un numero inferiore di dispositivi di conversione lungo la rete con un conseguente abbattimento dei costi operativi. Infine, la corrente alternata, grazie alla sua capacità di inversione del flusso di corrente ad intervalli regolari, è adatta per essere impiegata in applicazioni che richiedono frequenti cambi di polarità ed utilizzabile in circuiti più complessi. Per tutti questi fattori, la corrente alternata rimane la scelta predominante nella trasmissione e nell'utilizzo dell'energia elettrica. In relazione al valore di tensione trasportata si hanno linee ad alta tensione AT, i cui voltaggi hanno valori compresi tra 30kV e 150 kV, a media tensione MT, con valori compresi tra 1 kV e 30 kV, e a bassa tensione BT dove si hanno inferiori a 1 kV. I distributori di energia elettrica, che operano in regime di concessione, sono i soggetti che si occupano della gestione delle reti locali e ne effettuano una periodica manutenzione.





*Figura 8 - Distribuzione della rete a 150 kV (arancione) sul territorio italiano [17]*

La struttura della rete di distribuzione dell'energia elettrica può essere di diverse tipologie e la scelta del tipo di rete dipende da due fattori particolarmente rilevanti: il costo del sistema e la continuità di esercizio. Le tipologie più comuni sono la distribuzione radiale, ad anello, a maglia e mista; ciascuna delle tipologie presenta vantaggi e svantaggi che devono essere considerati in fase di progetto [18].

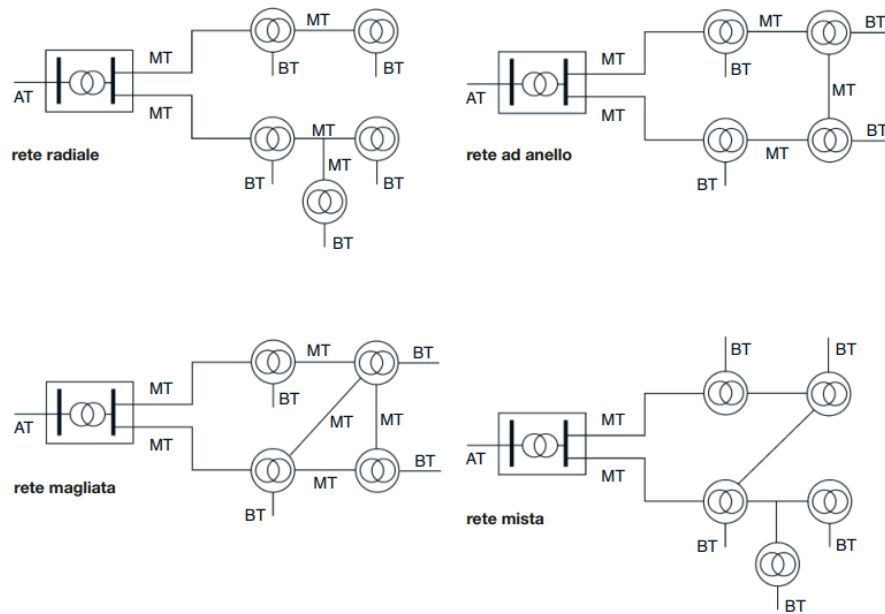


Figura 9 - Tipologie di rete di distribuzione [18]

La distribuzione radiale prevede carichi alimentati unicamente da un lato, con le linee che si dipartono da un centro costituito dalle sbarre di una cabina. Questa configurazione offre diversi vantaggi, tra cui un minore costo iniziale del sistema grazie al ridotto numero di apparecchiature di manovra e protezione richieste, nonché una minore sollecitazione di tali dispositivi. Inoltre, permette una valutazione più accurata delle correnti di guasto e una migliore individuazione degli stessi poiché l'energia arriva all'utilizzatore da un unico punto di accesso. Tuttavia, questa configurazione presenta anche alcuni svantaggi. In primo luogo, è un sistema rigido che non consente la ripartizione dei carichi, il che potrebbe portare sbilanciamenti nella distribuzione dell'energia elettrica. Inoltre, in caso di guasto alla linea o alle apparecchiature di manovra e protezione, potrebbe verificarsi un'interruzione totale dell'alimentazione mancando così la continuità di esercizio.

Nella distribuzione ad anello ogni carico viene alimentato da due lati, creando una rete di alimentazione a forma chiusa. Questa configurazione presenta alcuni importanti vantaggi: innanzitutto, si hanno in minori variazioni di tensione al variare dei carichi poiché la corrente raggiunge il carico da due direzioni garantendo una stabilità superiore. Inoltre, offre una maggiore sicurezza nell'alimentazione per l'utente poiché la rete chiusa può fornire una continuità nell'erogazione di energia anche in caso di guasto su una delle linee. Di contro, si ha un maggior costo iniziale del sistema dovuto al fatto che è necessario un doppio set di apparecchiature e conduttori per ogni carico. In aggiunta, il calcolo delle

correnti su ciascun tronco dell'anello e la configurazione delle protezioni possono risultare più complessi rispetto a un sistema più lineare. L'alimentazione da due lati con una rete a forma chiusa offre una maggiore stabilità e sicurezza nell'erogazione di energia, ma ha un costo iniziale più elevato e richiede una gestione più complessa sia delle correnti che delle protezioni.

La distribuzione a maglia viene realizzata collegando tra loro alcuni punti chiave della rete tramite linee in modo tale da formare delle maglie che consentono un'alimentazione da più di due lati. I vantaggi offerti da questa configurazione riguardano il significativo miglioramento della qualità del servizio in quanto consente un utilizzo più efficiente delle linee e dei trasformatori. Ciò si traduce in una riduzione delle variazioni di tensione al variare dei carichi e delle perdite di energia, migliorando complessivamente l'affidabilità del sistema. Questa configurazione, tuttavia, presenta come punto critico l'aumento dell'intensità della corrente di cortocircuito. Questo richiede l'implementazione di protezioni molto selettive e altamente affidabili per garantire la sicurezza del sistema in caso di guasto. La complessità aggiuntiva nell'ingegnerizzazione e nella gestione delle protezioni può comportare costi e sfide tecniche aggiuntive. La creazione di maglie nella rete comporta significativi miglioramenti nella distribuzione dell'energia e nella riduzione delle perdite, ma richiede una particolare attenzione alla gestione delle protezioni e alla sicurezza del sistema.

La distribuzione mista è caratterizzata dalla presenza contemporanea delle strutture radiali e ad anello. Di conseguenza, i vantaggi e gli svantaggi saranno un mix tra le due configurazioni precedentemente descritte.

In conclusione, volendo rivoluzionare la visione classica dei flussi di potenza unidirezionali, bisogna considerare all'interno della fase di distribuzione il concetto delle cosiddette "Smart Grids", ovvero le reti di distribuzione intelligenti. Queste reti sono in grado di autogestirsi monitorando costantemente le condizioni elettriche dei nodi per garantire un'efficiente gestione dell'energia e prevenire situazioni indesiderate come sprechi energetici, sovraccarichi o cadute di tensione. Il compito principale di una "Smart Grid" è quello di far adattare il resto della rete all'aleatorietà delle fonti rinnovabili grazie ad un controllo dinamico dei flussi di potenza [19], garantendo un maggior controllo sulla rete di distribuzione finora non controllabile. Inoltre, la rete intelligente, grazie all'enorme quantità di dati che ricava dai meccanismi intelligenti di gestione della domanda di

energia adottati dagli utenti residenziali, permette di ottimizzare l'utilizzo dell'energia non solo diminuendo le bollette o risparmiando l'energia, ma anche utilizzando in maniera più efficiente l'energia stessa, ad esempio riducendo la domanda nelle ore di picco [20]. Il cliente finale, adottando sistemi intelligenti di gestione, assumerà quindi una maggiore consapevolezza delle proprie abitudini di consumo, avendo quindi la possibilità di controllare i flussi di energia (sia consumata che prodotta); in aggiunta, il consumatore potrà immettere energia in rete così da diventare parte attiva del sistema elettrico [21], meglio conosciuto con il nome di "prosumer".

### 1.1.4 Utenze

La parte finale del sistema elettrico riguarda le utenze finali suddivise nel settore dell'industria, domestico, terziario o dei servizi, dell'agricoltura e della generazione distribuita.



Figura 10 - Suddivisione delle utenze finali per settore economico [11]

Nel 2022, in Italia, i consumi di energia elettrica sono stati pari a 295,8 TWh, una riduzione dell'1,7% rispetto al 2021. Il settore che maggiormente ha diminuito i suoi consumi rispetto al 2021 è quello dell'industria che è scesa del 4,2% attestandosi a 130 TWh: i cali maggiori si sono avuti nel settore metallurgico e della carta. Analogamente, sia il settore dell'agricoltura che domestico hanno registrato un calo rispettivamente

dell'1,4%, con un consumo di 6,6 TWh, e del 3,8% attestandosi a 64,5 TWh. Al contrario, il settore dei servizi ha avuto un incremento, confrontandolo con i valori del 2021, del 3,6% con consumi pari a 94,7 TWh: le attività professionali, scientifiche e tecniche sono quelle che hanno registrato un incremento maggiore pari al 16,1% seguite dalla classe del turismo, cioè alberghi, ristoranti e bar, che è aumentato dell'8,2% [22].

La generazione distribuita è stata definita come l'insieme degli impianti, indipendentemente dalla taglia, connessi al sistema di distribuzione. La generazione distribuita è da considerarsi complementare alla generazione centralizzata e non alternativa. La generazione distribuita si colloca nell'utenza perché si produce energia dove questa viene consumata, in prossimità degli utilizzatori finali, e per questo sono impianti che si collocano nel lato della domanda energetica. I vantaggi della generazione distribuita sono la riduzione delle perdite di energia durante il trasporto, l'aumento della resilienza e della sicurezza della rete, la possibilità di fare poligenerazione, una maggiore diffusione delle fonti rinnovabili e una maggiore efficienza rispetto alla generazione centralizzata grazie alla possibilità di recuperare calore in utenze più piccole (cogenerazione). Gli impianti di generazione distribuita si dividono per fonte: rinnovabile non programmabile (fotovoltaico, eolico, mini-idroelettrico), rinnovabile programmabile (biomassa, biogas), fossile (gas naturale, syngas) e altro come Rifiuti Solidi Urbani (RSU); o per tipologia di rete: stand-alone, cioè utenza isolata in isola, "grid-connected", cioè, connessa ad una rete elettrica.

Con lo sviluppo della generazione distribuita e dell'autoproduzione da fonti rinnovabile l'utente finale diviene un prosumer, unione di producer (produttore) e consumer (consumatore), avendo la possibilità di poter produrre totalmente, o anche parzialmente, l'energia che consuma per le proprie quotidiane esigenze. Il prosumer diviene il modello teorico su cui poter basare la transizione energetica e sul quale orientare la promozione delle nuove forme di produzione di energia.

## 1.2 Upgrade della rete elettrica

Negli ultimi anni si è assistito alla transizione dalle fonti termoelettriche a quelle rinnovabili, in particolare quelle aleatorie, con l'aumento del solare e dell'eolico. Infatti, la quota di produzione energetica proveniente da piccoli impianti (con una potenza di 10 MVA o inferiore) è aumentata in modo significativo nel corso degli anni. Nel 2004, questa rappresentava solo il 4,7% del totale della produzione, ma nel 2017 questa percentuale è salita al 18%. È importante notare che la maggior parte di questa crescita è dovuta alle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) in cui l'80% dell'energia elettrica proviene da fonti rinnovabili (di cui il 40% da fonti rinnovabili a produzione discontinua [23]).

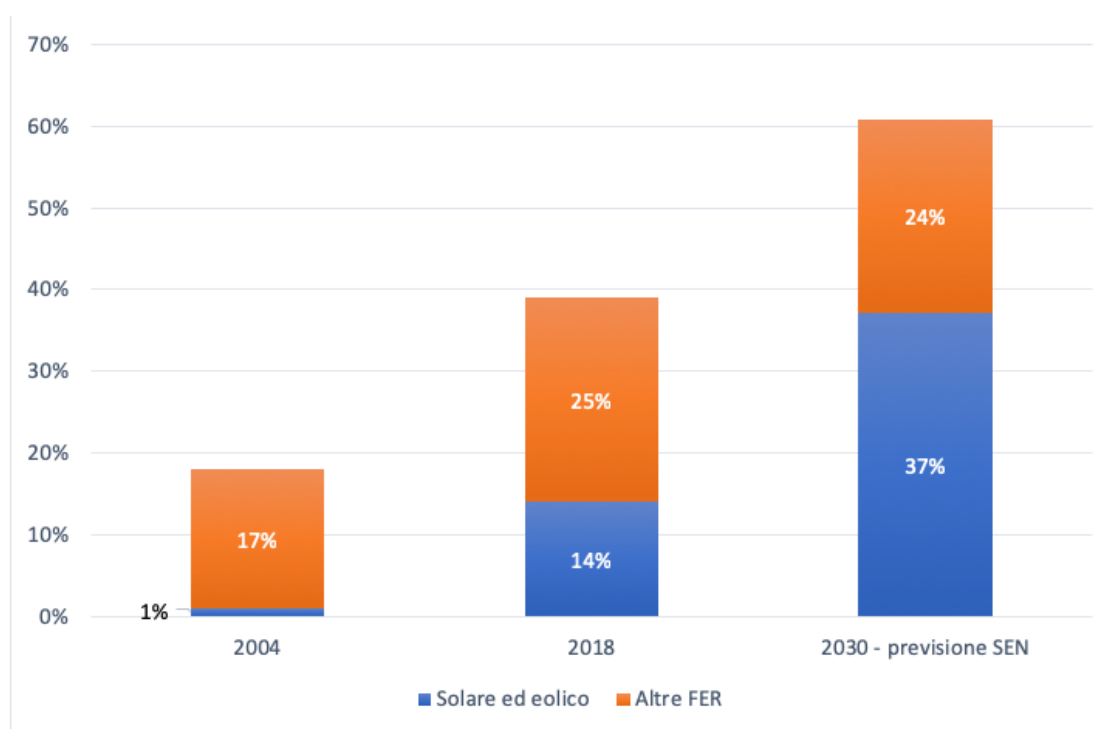


Figura 11 - Crescita generazione da FER in Italia [24]

Questa tendenza verso un maggiore contributo energetico delle fonti energetiche aleatorie e dei piccoli impianti sta spingendo verso una profonda ristrutturazione della rete elettrica. La rete sta assumendo un ruolo sempre più centrale nell'ambito dell'elettrificazione dei

nostri consumi e ciò comporta la necessità di adattarla per fronteggiare nuove sfide. Tra queste sfide ci sono la riduzione dell'inerzia, un aumento degli episodi di sovrapproduzione e un aumento del rischio di congestione [25]. Il sistema elettrico italiano sta attraversando una trasformazione passando da un modello tradizionale basato su grandi centrali termiche di grande potenza, con flussi unidirezionali di energia, a un modello più complesso e integrato con flussi bidirezionali di energia grazie all'integrazione di piccoli generatori da fonti rinnovabili. Diviene quindi essenziale adottare misure decisive per migliorare le attuali infrastrutture energetiche attraverso processi di ristrutturazione e smartizzazione, economicamente sostenibili e realizzabili in tempi relativamente brevi [26]. Gli interventi necessari a gestire in modo efficace una crescente adozione di fonti di energia rinnovabile e sistemi di generazione distribuita non prevedono la sostituzione della rete esistente, ma sfruttano le reti preesistenti rinnovandole opportunamente e potenziandole mediante l'utilizzo di tecnologie informatiche e di comunicazione.

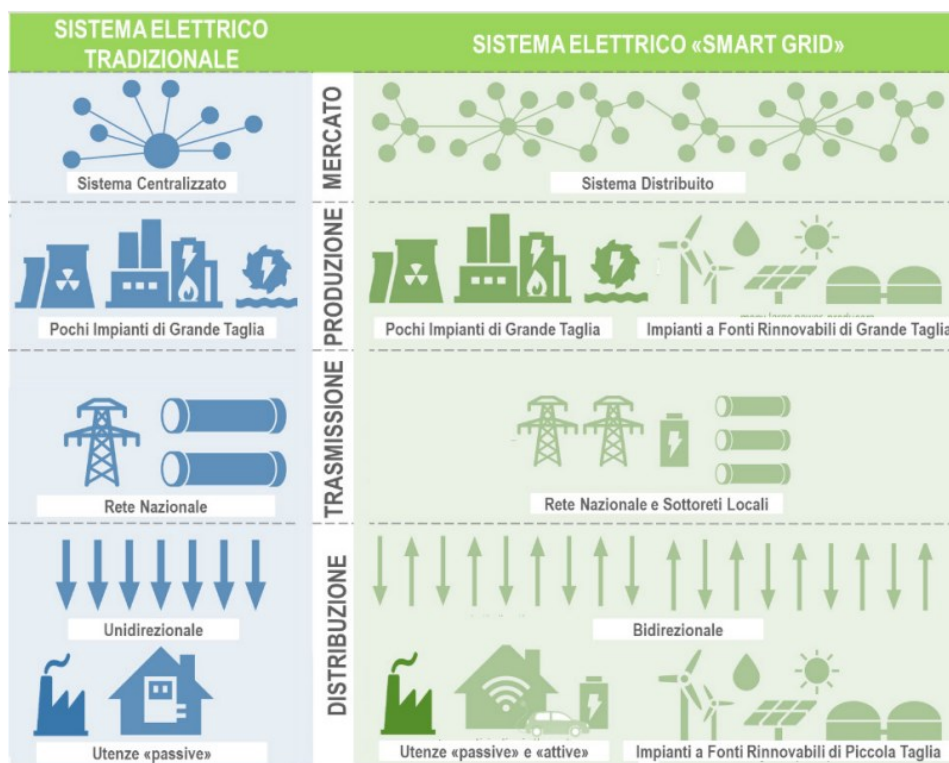


Figura 12 - Sistema elettrico tradizionale verso “smart grid” [26]

Una rete intelligente, detta “smart grid”, rappresenta un sistema avanzato di reti elettriche che sfrutta le tecnologie digitali per sorvegliare e gestire trasporto dell'energia elettrica

proveniente da diverse fonti di generazione in modo efficace al fine di soddisfare le varie esigenze degli utenti finali. Un sistema centrale di gestione coordina le necessità e le capacità di generatori, operatori di rete e utenti finali con l'obiettivo di ottimizzare l'utilizzo e il funzionamento delle risorse energetiche disponibili, minimizzare i costi e l'impatto ambientale delle operazioni e massimizzare l'affidabilità, la stabilità e la resilienza dell'intero sistema energetico.

Con l'incremento della produzione di energia da fonti eoliche e fotovoltaiche il sistema è esposto a periodi di sovrapproduzione in cui la produzione energetica supera la domanda. Tuttavia, a volte non è possibile indirizzare l'energia in eccesso verso altre aree a causa di limitazioni nella capacità di trasporto o perché le aree vicine non necessitano di energia extra. Questo fenomeno è più comune durante le ore di punta di produzione solare e può causare problemi opposti durante le ore serali quando la domanda supera la produzione fotovoltaica. Un altro aspetto da considerare è che la maggior parte della capacità fotovoltaica installata, fino al 2020, ha interessato reti di distribuzione a media e bassa tensione che tradizionalmente erano destinate solo all'allacciamento degli utenti. Ciò ha portato all'inversione dei flussi di potenza in cui l'energia elettrica fluisce dalla rete di distribuzione verso quella di trasmissione quando la generazione distribuita supera la domanda locale, generando quindi nuovi problemi nella gestione del sistema, tra cui la riduzione dell'efficacia dei sistemi di sicurezza progettati per flussi unidirezionali. L'inversione dei flussi di potenza contribuisce all'aumento delle congestioni, specialmente nelle regioni ad elevata densità di generazione distribuita rispetto al consumo locale e con una limitata rete di trasmissione. Per garantire la sicurezza del sistema, talvolta, è necessario limitare la generazione rinnovabile in eccesso. Per evitare ciò, considerando anche la lentezza nello sviluppo delle infrastrutture di rete, sarà essenziale investire in sistemi di accumulo energetico come quello idroelettrico o elettrochimico capaci di immagazzinare l'energia prodotta durante la sovrapproduzione e rilasciarla quando sarà presente una domanda energetica maggiore. In campo energetico, gli impianti idroelettrici rappresentano una tecnologia più consolidata rispetto agli accumulatori elettrochimici delle batterie, soprattutto per lo stoccaggio di grandi quantità di energia. Tuttavia, l'idroelettrico richiede investimenti più elevati e il contesto del mercato attuale non garantisce sempre un ritorno adeguato sugli investimenti. Oltre all'accumulo elettrochimico che garantisce versatilità, modularità e semplicità di utilizzo nell'accumulo di breve periodo [27], un'altra tipologia è l'accumulo di idrogeno che



permette lo stoccaggio di grandi quantità di energia e per lunghi periodi, diventando quindi il vettore di collegamento tra reti e vettori per facilitare l'implementazione in sistemi integrati complessi ed interconnessi.

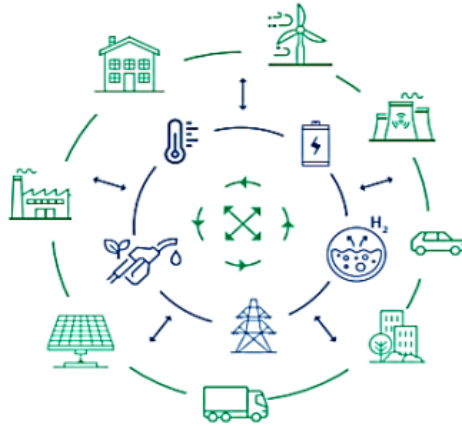


Figura 13 - Schematizzazione di un sistema energetico integrato [28]

### 1.3 Il mercato elettrico: suddivisione e funzionamento

Il mercato elettrico in Italia nasce per effetto del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (d.lgs. n. 79/99) nell'ambito del processo di recepimento della direttiva comunitaria sulla creazione di un mercato interno dell'energia (96/92/CE). La creazione di un mercato dell'energia elettrica nasce dall'esigenza di promuovere, secondo criteri di neutralità, trasparenza ed obiettività, la competizione nelle attività di produzione e di compravendita di energia ed elettrica attraverso la creazione di una borsa elettrica; inoltre, assicurare la gestione economica di un'adeguata disponibilità dei servizi di dispacciamento. Il mercato elettrico italiano, gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) che è una società controllata dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE), si articola nel Mercato Elettrico a Pronti (MPE) e nel Mercato Elettrico a Termine (MTE).

Il MPE è costituito da quattro sottomercati: il Mercato del Giorno Prima (MGP) dove ci si scambiano blocchi orari di energia per il giorno successivo e gli operatori partecipano presentando offerte di vendita/acquisto dell'energia elettrica; il Mercato Infragiornaliero (MI) che permette agli operatori di modificare i programmi di immissione/prelievo

determinati su MGP; il Mercato dei Prodotti Giornalieri (MPEG) che è sede per la negoziazione dei prodotti giornalieri con obbligo di consegna dell'energia; il Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD) sul quale Terna si approvvigiona per fornire servizi di dispacciamento necessari alla gestione e al controllo del sistema elettrico.

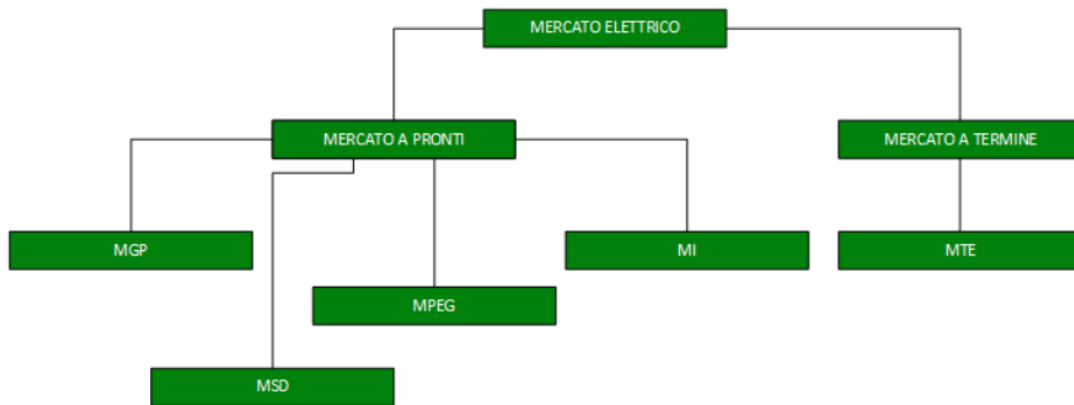


Figura 14 - Organizzazione del mercato elettrico [29]

Il MGP è un mercato per lo scambio di energia elettrica all'ingrosso dove si negoziano i prezzi e le quantità dell'energia elettrica considerando blocchi orari del giorno dopo, oltre ai programmi di immissione e prelievo. Le offerte sono accettate dopo la chiusura della seduta di mercato sulla base del merito economico e nel rispetto dei limiti di transito tra le zone. Il MGP è quindi un mercato d'asta e non un mercato a contrattazione continua. La seduta del MGP si apre alle ore 08.00 del nono giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 12.00 del giorno precedente il giorno di consegna. Gli esiti del MGP vengono comunicati entro le 12.55 del giorno precedente il giorno di consegna. Le zone di mercato sono 7: Nord, Centro Nord, Centro Sud, Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna [30]. Le zone italiane sono interconnesse con quelle dei Paesi europei vicini.

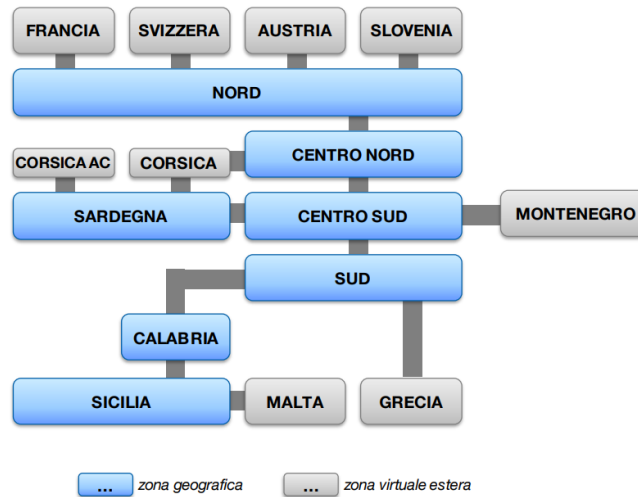


Figura 15 - Topologia di interconnessione delle zone [30]

Per ciascuna zona e per ciascuna ora del giorno vengono effettuate delle contrattazioni i cui esiti rappresentano i prezzi orari zonali. Il prezzo di ogni zona è determinato dal punto d'incontro, per ogni ora, della curva di domanda di energia (MWh) e di offerta di energia (€/MWh) del parco centrali. L'offerta di energia rappresenta il costo marginale di produzione del MWh e include costi fissi (ammortamento, personale, manutenzione fissa, ecc.), costi operativi (costo del combustibile consumato, manutenzione variabile, ecc.) e margine/guadagno economico.

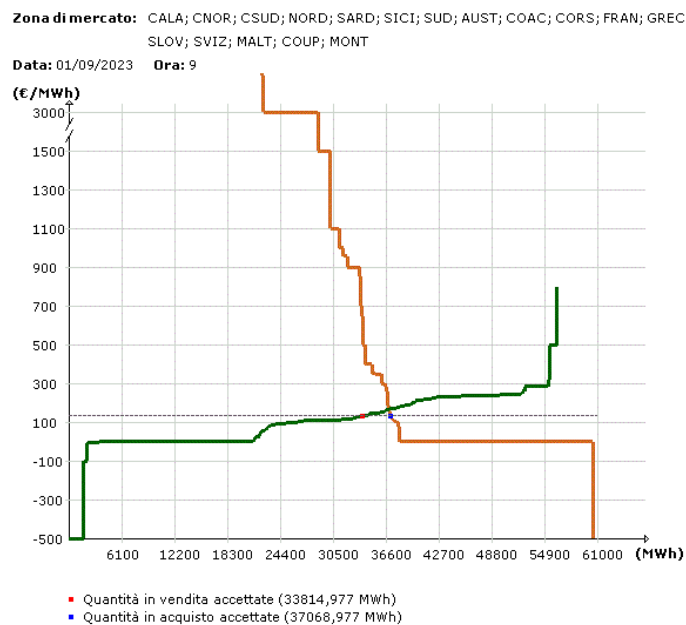


Figura 16 - Grafico domanda-offerta [29]

Le offerte di acquisto accettate e riferite alle unità di consumo appartenenti alle zone geografiche italiane sono valorizzate al Prezzo Unico Nazionale (PUN), pari alla media dei prezzi delle zone geografiche ponderata per le quantità acquistate in tali zone. Fino al 2020 il PUN era diminuito a causa di fattori concomitanti come la maggior produzione da fonti rinnovabili a costo marginale nullo, la minor domanda di energia dovuta ad una diminuzione dei consumi a seguito della crisi economica del 2009 e la minor domanda di energia dovuta agli autoconsumi. Ad oggi, con lo scoppiare della pandemia di Covid-19 e della guerra Russia-Ucraina si è verificato un notevole aumento del PUN e dei prezzi zonalizzati raggiungendo valori di qualche centinaio di €/MWh.

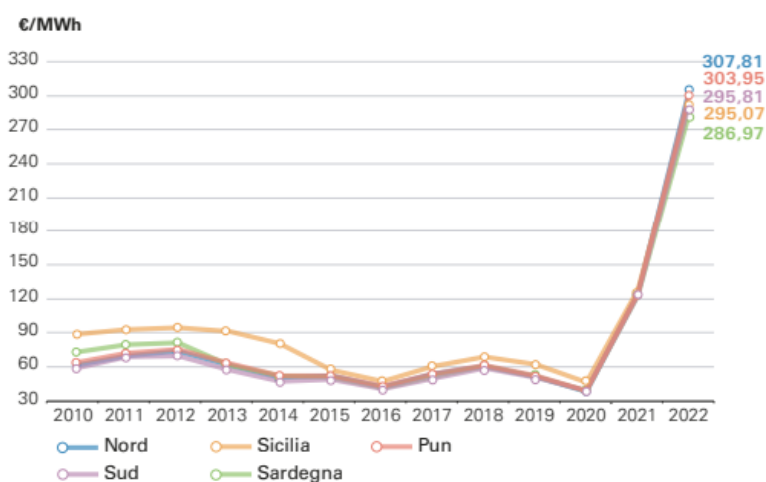


Figura 17 - Prezzi zionali medi annui sul MGP [31]

Il MI permette agli operatori di effettuare modifiche ai programmi stabiliti nel MGP attraverso la presentazione di ulteriori proposte di acquisto o vendita. Le operazioni di compravendita nel MI si svolgono attraverso tre sessioni d'asta e una sessione di negoziazione continua. Durante le sessioni d'asta, mentre avvengono le trattative per l'acquisto e la vendita, viene assegnata la capacità di interconnessione infragiornaliera tra tutte le zone del mercato italiano e le altre regioni geografiche interconnesse. La prima seduta d'asta, che si svolge dopo la chiusura del MGP, si apre alle ore 12.55 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 15.00 dello stesso giorno. Gli esiti vengono comunicati entro le ore 15.30 del giorno precedente il giorno di consegna. La seconda seduta si apre alle ore 12.55 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 22.00 dello stesso giorno. Gli esiti vengono comunicati entro le ore 22.30 del giorno precedente il giorno di consegna. La terza seduta si apre alle ore 12.55 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 10.00 del giorno di consegna.

Gli esiti vengono comunicati entro le ore 10.30 del giorno di consegna. Le offerte di acquisto e vendita vengono selezionate sulla base dello stesso criterio del MGP. A differenza del MGP, le offerte di acquisto accettate sono valorizzate al prezzo zonale; inoltre, la sessione continua è articolata in tre fasi e per ciascuna fase di negoziazione continua il GME che organizza un “book” di negoziazione articolato per zone geografiche e/o virtuali. Nel mercato infragiornaliero, una volta noti gli esiti del MGP (volumi e prezzi ora per ora nelle singole zone) ciascun produttore di energia opera cercando di massimizzare il profitto da tutto il suo parco di centrali.

Il MPEG è attualmente la sede della negoziazione, in modalità continua, dei prodotti con differenziale unitario di prezzo, ovvero prodotti il cui prezzo che si determina alla fine della fase di negoziazione è l'espressione del differenziale, rispetto al PUN, al quale gli operatori sono disposti a negoziare tali prodotti con profili di consegna “Base-Load” “Peak Load”.

Il MSD viene sfruttato da Terna per ottenere le risorse necessarie alla risoluzione delle congestioni intrazonali, alla creazione della riserva di energia e al bilanciamento in tempo reale. Il MSD si articola in fase di programmazione (MSD ex-ante) e MB. Il MSD ex-ante e il MB si svolgono in più sessioni secondo quanto previsto nella disciplina del dispacciamento. Il MSD ex - ante si articola in sei sottofasi di programmazione. La seduta per la presentazione delle offerte sul MSD ex-ante è unica e si apre alle ore 12.55 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 17.30 dello stesso giorno. Sul MSD ex-ante, Terna accetta offerte di acquisto e vendita di energia ai fini della risoluzione delle congestioni residue e della costituzione dei margini di riserva. Invece, il MB è la sede in cui vengono selezionate offerte di acquisto e di vendita relative ai periodi del giorno di calendario di svolgimento delle sessioni del MB. Questo è articolato in diverse sessioni nelle quali Terna seleziona offerte riferite a gruppi di ore del medesimo giorno in cui si svolge la relativa sessione del MB. Il MB permette a Terna di svolgere il servizio di regolazione secondaria e mantenere il bilanciamento, nel tempo reale, tra immissione e prelievi di energia sulla rete.

In conclusione, Il MTE è la sede per la negoziazione di contratti a termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro. I contratti negoziabili in modalità continua sono della tipologia “Base-load”. In cui l'energia elettrica è da consegnare in tutti i periodi rilevanti dei giorni appartenenti al periodo di consegna, mentre per il “Peak-Load” l'energia elettrica è da consegnare nei periodi rilevanti dal nono al ventesimo dei giorni

appartenenti al periodo di consegna, esclusi il sabato e la domenica, con periodi di consegna pari al mese, al trimestre e all'anno. Gli operatori partecipano presentando proposte nelle quali indicano tipologia e periodo di consegna dei contratti, numero dei contratti e prezzo al quale sono disposti ad acquistare/vendere.

## Capitolo 2

### I sistemi d'accumulo dell'energia

In precedenza, i servizi di pubblica utilità legati ai sistemi energetici erano collegati ad un sistema unidirezionale per il trasporto dell'energia prodotta da grandi centrali di generazione che erano distanti dai luoghi di consumo. Questi sistemi si basavano principalmente sulla combustione di combustibili fossili. Per ridurre la dipendenza dai combustibili fossili vi è stata una forte penetrazione nel sistema energetico delle fonti rinnovabili che però hanno una natura instabile ed intermittente. I principali vincoli nell'adozione su vasta scala delle fonti energetiche rinnovabili riguardano la limitata contemporaneità tra la disponibilità delle risorse rinnovabili e la domanda di elettricità, insieme alla scarsa adattabilità dei generatori termici nel ridurre la loro produzione. Inoltre, l'energia in eccesso generata da queste fonti non può essere sfruttata, infatti, spesso è necessario ridurre lo stress sulla rete prodotto da un eccesso o da una mancanza di elettricità nella rete. Per evitare che ci sia un sovraccarico sulla rete, che può causare l'insorgere di armoniche che generano instabilità nel sistema elettrico, si ricorre alla pratica del curtailment, ovvero alla riduzione della produzione o del consumo di energia. L'energia in eccesso non sfruttata può essere esportata ma in condizioni meno favorevoli dal punto di vista economico [32]. Un elemento chiave per aggiungere flessibilità, controllare l'intermittenza e fornire alimentazione ininterrotta alla rete diventa lo stoccaggio dell'energia elettrica. L'accumulo di energia elettrica indica il procedimento mediante il quale l'energia elettrica, prelevata da una rete, può essere accumulata attraverso un processo che consente di convertirla in una forma stoccabile per usi futuri. Tale procedimento, oltre che ad essere sfruttato quando si utilizzano fonti energetiche che producono energia in modo intermittente, diventa particolarmente vantaggioso in situazioni di bassa domanda energetica e di conseguente abbassamento dei costi di generazione di questa [33].

I sistemi d'accumulo sono caratterizzati da tre fasi di funzionamento, ciascuna di esse caratterizzata da una perdita. La carica è la fase in cui l'energia viene immessa nel sistema di accumulo con le conseguenti perdite di carica; durante lo stoccaggio, l'energia viene mantenuta in questo sistema e quindi bisogna considerare sia perdite derivanti dalla fase

di stoccaggio che dalla carica spontanea. Infine, la scarica prevede il rilascio dell'energia per poter essere utilizzata al netto delle perdite della fase di scarica.

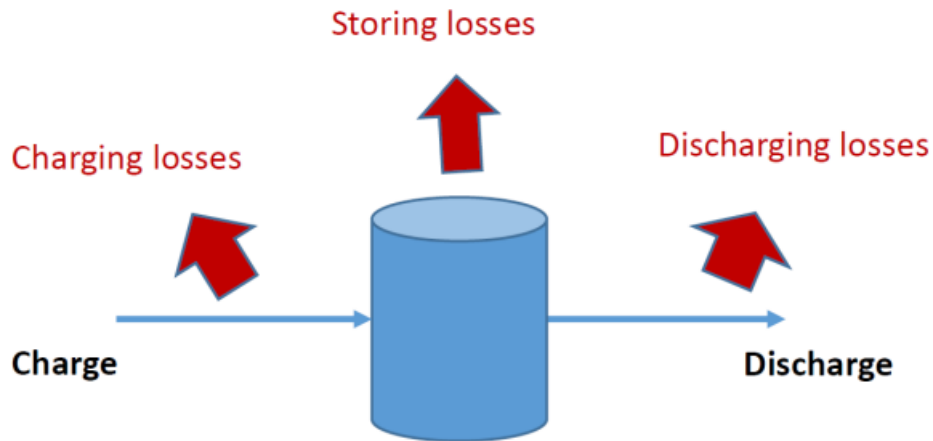


Figura 18 - Fasi di funzionamento di un sistema di accumulo [34]

Il rendimento complessivo di un sistema di accumulo dell'energia prende il nome di "round trip efficiency" ed è il rapporto tra l'energia scaricata e quella caricata.

$$\eta_{\text{round\_trip}} = \frac{E_{\text{discharged}}}{E_{\text{charged}}} \quad (1)$$

## 2.1 Servizi forniti alla rete elettrica

Fino a pochi anni fa, la principale forma di stoccaggio dell'energia elettrica consisteva principalmente nell'utilizzo di impianti idroelettrici, i quali venivano utilizzati principalmente per bilanciare la domanda e l'offerta di energia elettrica. Durante i periodi di alta richiesta, questi impianti erogavano energia, mentre durante i periodi di bassa richiesta l'accumulavano. Questo sistema si basa principalmente sull'utilizzo diffuso degli impianti di pompaggio idroelettrico costruiti in tutto il mondo fin dai primi anni del Novecento. Tuttavia, l'introduzione sempre più diffusa di nuovi impianti di produzione



di energia elettrica da fonti rinnovabili sta portando i gestori delle reti elettriche a dover affrontare importanti cambiamenti nelle loro operazioni e gestioni. Allo stesso tempo, i progressi tecnologici dei sistemi di stoccaggio dell'energia elettrica stanno creando interessanti opportunità per offrire servizi innovativi che contribuiscono all'evoluzione della rete elettrica.

Innanzitutto, è importante notare che la richiesta di energia elettrica fluttua nel corso della giornata. Gestire questa variazione nella domanda, specialmente durante i momenti di picco, costituisce una sfida cruciale per i fornitori dei servizi elettrici [35]. Questa sfida può essere superata attraverso l'impiego di un sistema di accumulo dell'energia elettrica secondo la logica del "load leveling" che implica l'immagazzinamento dell'energia durante i periodi di bassa richiesta nella rete elettrica per poi erogarla durante i momenti di elevata domanda energetica da parte degli utenti finali. Questo metodo di funzionamento, oltre ad offrire vantaggi di natura tecnica, permette l'ottimizzazione del funzionamento degli impianti termoelettrici e della gestione della rete elettrica grazie al livellamento dei picchi di massima richiesta di energia elettrica, noto come "peak shaving". Accumulando l'eccesso di energia elettrica prodotta durante i momenti di minima richiesta dagli impianti termoelettrici, non progettati ad operare con buone efficienze a carico parziale, si può garantire che questi operino costantemente vicino ai loro livelli di carico con prestazioni prossime a quelle nominali. L'energia stoccata può essere rilasciata durante i periodi di massima richiesta, contribuendo quindi a ridurre l'uso di impianti alimentati a gas naturale [36].

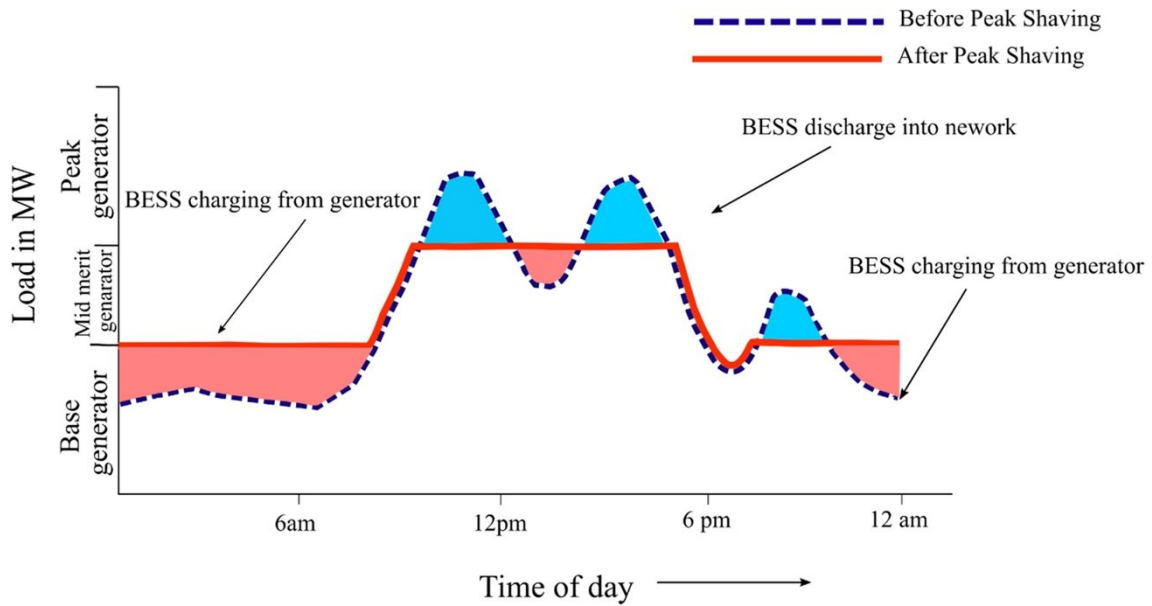


Figura 19 - Riduzione del carico di picco utilizzando un sistema di accumulo [35]

Inoltre, i sistemi di accumulo possono essere utilizzati per risolvere problemi di congestione sulla rete. Una congestione di una linea di trasmissione si verifica quando l'energia elettrica distribuita non può essere consegnata a tutti, o ad alcuni carichi, a causa del sottodimensionamento degli impianti di trasmissione per la fornitura di energia. Quando l'aumento delle capacità di trasmissione non riesce a tenere il passo con la crescita della domanda di picco dell'energia si verificano congestionamenti nei sistemi di trasmissione. Di conseguenza, durante i periodi di massima richiesta energetica, aumentano sia i costi per ampliare la capacità di trasmissione che le tariffe di accesso alla trasmissione. Le congestioni nella rete di trasmissione impediscono spesso ad impianti di produzione efficienti di generare tutta l'energia che potrebbero produrre, soprattutto durante le ore di punta, causando quindi una suddivisione in zone nel territorio nazionale in zone aventi diversi prezzi di vendita dell'energia. I sistemi di accumulo, installati a valle dell'elemento di rete vicino alla congestione, immagazzinano energia quando la rete non è sovraccaricata e la rilasciano direttamente all'elemento di rete durante i momenti di congestione. Se la congestione è dovuta a un eccesso di generazione, può essere più efficace installare un sistema di accumulo a monte del tratto congestionato. L'idea chiave è che una piccola quantità di energia accumulata può fornire una capacità aggiuntiva sufficiente per rinviare investimenti più onerosi in elementi di trasmissione elettrica riducendo quindi i costi complessivi per i contribuenti, migliorando l'efficienza delle

risorse, liberando il capitale per altri progetti e riducendo il rischio finanziario associato agli investimenti proposti. In particolare, nella maggior parte dei nodi di un sistema di trasmissione i carichi più elevati si verificano solo in pochi giorni all'anno e per poche ore all'anno. Spesso, il picco annuale di carico avviene in un giorno specifico con una punta leggermente più elevata rispetto agli altri giorni. L'uso di sistemi di accumulo riduce il carico sulle attrezzature esistenti che si avvicinano alla fine della loro vita utile, prolungando la durata delle attrezzature attuali e ritardando la necessità di sostituzioni costose. Questo può essere particolarmente vantaggioso per elementi di trasmissione come trasformatori e linee di trasmissione in cavo [37]. Oltre a ciò, i sistemi di stoccaggio regolano la qualità del servizio mantenendo una potenza costante e di alta qualità; infatti, questi permettono, attraverso l'alternarsi tra l'assorbimento e l'iniezione di potenza, oltre che la regolazione di tensione e frequenza facendole rimanere entro determinati intervalli [38].

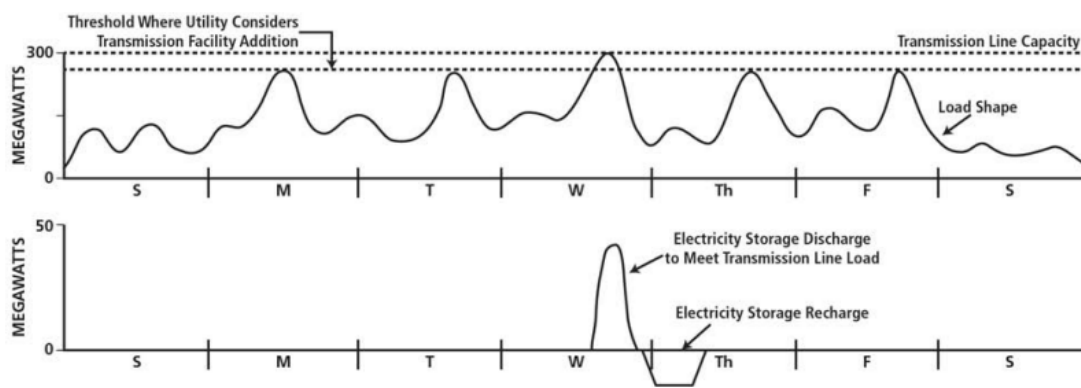


Figura 20 - Funzionamento di un sistema d'accumulo per risolvere le congestioni di rete [37]

Per quanto riguarda il servizio di arbitraggio dei prezzi detto “price arbitrage”, l'idea è di trarre vantaggio da una differenza di prezzo immagazzinando l'energia nei periodi di prezzo basso e rilasciandola nei periodi di prezzo alto [39]. Il ricavo giornaliero del sistema di accumulo dell'energia attraverso l'arbitraggio è la differenza tra il reddito derivante dalla vendita di elettricità durante la scarica e il costo di acquisto di elettricità durante la carica. Perciò, sotto un'ottica economica, si può affermare che i sistemi di stoccaggio dell'energia contribuiscono a diminuire e a rendere più stabili i costi del mercato elettrico. Questo avviene in quanto tali sistemi permettono di disaccoppiare la

generazione di elettricità dalle fluttuazioni e dall'incertezza dei prezzi legati ai combustibili fossili evitando così le influenze speculative [32].

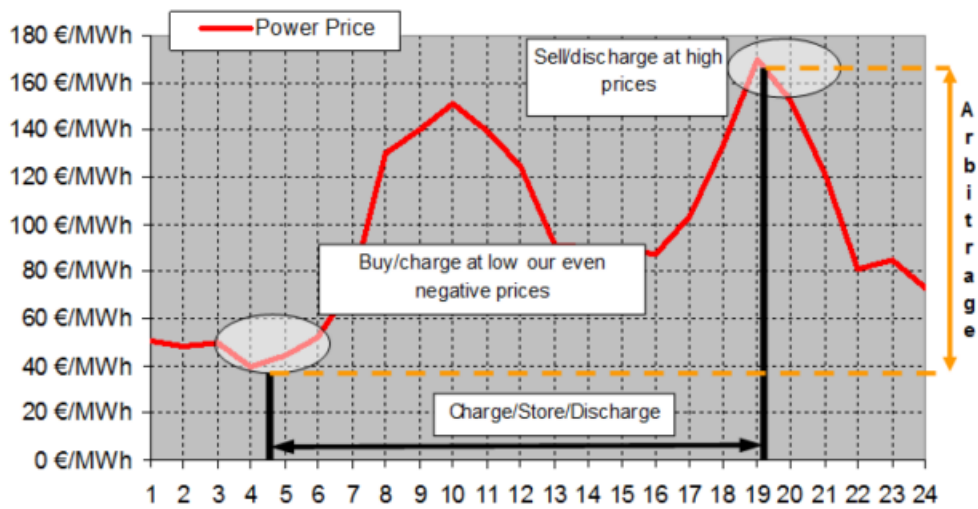


Figura 21 - Price Arbitrage attraverso un sistema d'accumulo [40]

## 2.2 Classificazione dei sistemi di accumulo

I sistemi di accumulo possono essere classificati secondo due criteri: funzione e forma. In quanto alla funzione svolta si distinguono due macroaree: i) le tecnologie adatte alla qualità dell'energia e ai gruppi di continuità che richiedono potenze elevate con un contenuto energetico relativamente basso e ii) le tecnologie progettate per la gestione energetica. Le tecnologie che possono assolvere la funzione di gestione energetica sono l'idroelettrico di pompaggio, l'accumulo di aria compressa, l'accumulo di energia termica, le batterie su larga scala, le batterie a flusso e le celle a combustibile; mentre i condensatori, i supercondensatori, i volani e le batterie rientrano nella categoria della qualità e dell'affidabilità dell'energia [33].

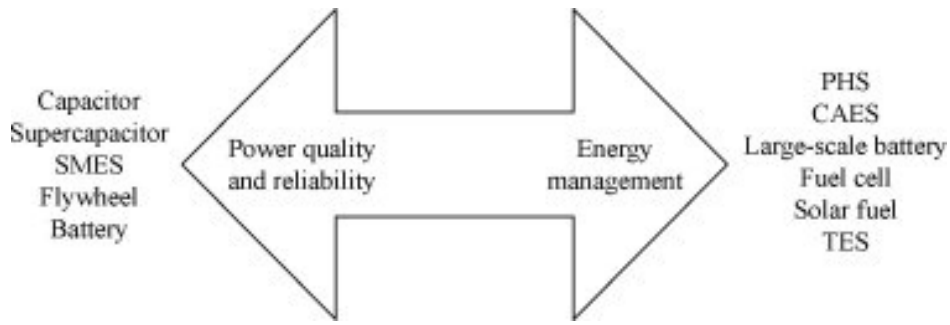


Figura 22 - Classificazione dell'accumulo di energia rispetto alla funzione [33]

In termini di forma, invece, i sistemi di accumulo vengono classificati secondo la forma di energia che questi immagazzinano: accumulo meccanico, termico, chimico ed elettrochimico. In dettaglio, si avrà che le varie tipologie di accumulo possono essere realizzate con varie tecnologie.

### 2.2.1 Accumulo meccanico

L'accumulo meccanico permette di accumulare energia meccanica sotto forma di energia cinetica o potenziale. I principali sistemi di accumulo di tipo meccanico sono l'idroelettrico di pompaggio, l'accumulo di aria compressa o aria liquida e i volani. L'idroelettrico di pompaggio, nome come "Pumped-Hydro Storage" (PHS), è un sistema di accumulo dell'energia su base idroelettrica che immagazzina l'energia elettrica sotto forma di energia potenziale gravitazionale dell'acqua che viene pompata da un serbatoio, situato ad una quota geodetica inferiore, verso un serbatoio situato ad una quota geodetica maggiore. Quando l'acqua, durante i periodi di elevata richiesta di elettricità, torna al serbatoio a minore elevazione attraversa una turbina idraulica che converte l'energia potenziale in energia elettrica. L'energia accumulata è proporzionale al dislivello geodetico tra i due serbatoi e al volume d'acqua accumulato. Il PHS è la forma di accumulo avente maggior capacità, ha una vita utile lunga e tempi di inversione di funzionamento dell'ordine del minuto; di contro, si ha la necessità di grandi e particolari situazioni morfologiche che non sono presenti ovunque [41].

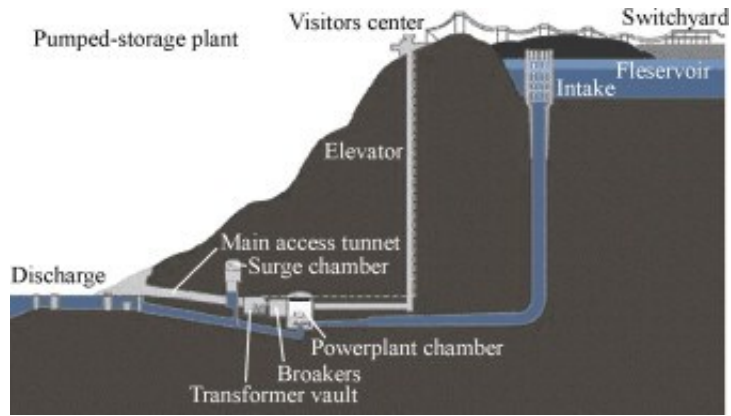


Figura 23 - Diagramma schematico del PHS [33]

L'accumulo ad aria compressa (CAES) funziona sulla base del ciclo Bryton-Joule, ma disaccoppia i cicli di compressione, realizzati attraverso un compressore d'aria a due o più stadi con intercooler e post-refrigeratori, da quelli di espansione ottenuti con turbine sia ad alta che a bassa pressione collegate ad un generatore elettrico. I cicli di compressione ed espansione sono disaccoppiati perché, durante i periodi di bassa domanda, l'energia viene immagazzinata sotto forma di energia potenziale dell'aria compressa all'interno di una cavità di dimensioni notevoli [33]. Una soluzione alternativa che permette di accumulare energia senza avere necessità di dimensioni notevoli dell'accumulo è quello ad aria liquida (LAES) ottenuta liquefacendo l'aria prima di accumularla così da aumentarne la densità energetica stoccata.

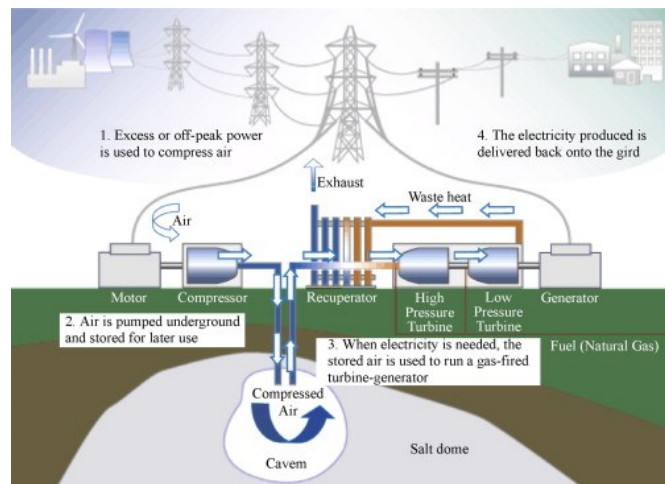


Figura 24 - Diagramma schematico del CAES [33]

I volani, invece, permettono di immagazzinare energia sotto forma di energia cinetica rotazionale. La quantità di energia immagazzinata dipende dal momento di inerzia della

massa rotante e dalla sua velocità di rotazione. Durante la carica, l'energia elettrica mediante un motore viene utilizzata per aumentare la velocità di rotazione del volano aumentando così il suo contenuto energetico, mentre nella scarica l'energia cinetica viene estratta dal volano mediante il suo rallentamento e convertita in energia elettrica tramite un generatore. I volani sono adatti solo ad applicazioni che richiedono cicli elevati, potenza elevata e tempi di risposta ridotti perché sono caratterizzati da una scarica spontanea dovuta all'attrito.

### 2.2.2 Accumulo termico

L'accumulo termico, invece, permette di stoccare calore durante il periodo di carica per poi renderlo utilizzabile all'occorrenza. I sistemi di stoccaggio di tipo termico permettono di ridurre i picchi della curva di domanda e di stoccare l'energia quando la domanda è bassa, di acquistarla nelle fasce economicamente convenienti, di migliorare l'utilizzo degli impianti di tipo cogenerativo in quanto, grazie all'accumulo, operano in condizioni nominali e quindi al massimo rendimento con conseguente aumento delle ore di funzionamento di questo che sono necessarie per accedere ai certificati bianchi. I principali sistemi di accumulo di tipo termico si basano sulla tipologia di calore, sensibile e latente.

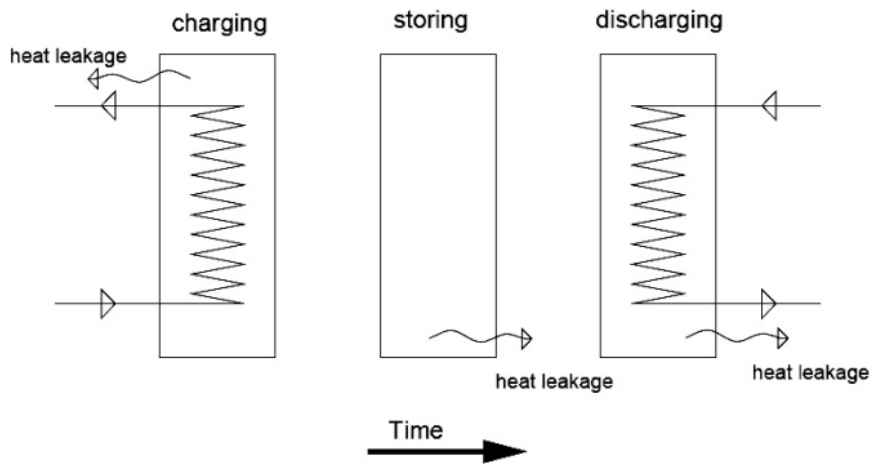


Figura 25 - Fasi del processo di accumulo termico [42]

L'accumulo di calore sensibile è il metodo più elementare per immagazzinare calore poiché si basa sull'assorbimento e sul successivo rilascio di calore attraverso una modifica nella temperatura di un mezzo di accumulo che può essere sia allo stato solido che liquido; nel primo caso i sistemi comunemente utilizzati sono costituiti da rocce, terreno o acqua.

L'energia termica contenuta nei sistemi di accumulo del calore sensibile è direttamente proporzionata alla temperatura raggiunta dal materiale di accumulo. In altre parole, maggiore è la temperatura raggiunta, maggiore sarà la quantità di energia termica accumulata. Tuttavia, occorre tener presente che i valori massimi di temperatura devono essere mantenuti al di sotto della temperatura di transizione di fase. La quantità di calore immagazzinato nel materiale, oltre che della differenza di temperatura  $\Delta T$ , è funzione del calore specifico  $c_p$ , della densità del materiale  $\rho$  e del volume  $V$ .

$$Q = m \cdot c_p \cdot \Delta T = \rho \cdot V \cdot c_p \cdot \Delta T \quad (2)$$

L'accumulo di calore latente, invece, sfrutta l'energia termica rilasciata quando un materiale cambia fase, come ad esempio passare da solido a liquido o da un solido a un altro solido. Questo processo coinvolge l'uso di Materiali a Cambiamento di Fase, noti come “Phase-Change Material” (PCM), che possono essere di diversi tipi come organici, inorganici o eutettici. Il principale vantaggio dell'accumulo di calore latente è la capacità di immagazzinare grandi quantità di energia in modo quasi uniforme utilizzando quantità relativamente piccole di materiale di accumulo. Inoltre, l'utilizzo dei PCM permette di ottenere una capacità di accumulo significativa in spazi compatti rendendo l'accumulo di calore latente una tecnologia altamente efficiente. Durante il processo di carica e scarica, l'energia termica immagazzinata è fornita non solo dalla componente sensibile, legata alla variazione di temperatura, ma anche dalla componente latente che è direttamente proporzionale al calore latente associato al cambiamento di fase del materiale  $\Delta\lambda$  [41].

$$Q = m \cdot c_p \cdot \Delta T + m \cdot \Delta\lambda \quad (3)$$

### 2.2.3 Accumulo chimico

In modo diverso, l'accumulo chimico permette di convertire l'energia elettrica in energia chimica attraverso l'utilizzo dell'idrogeno. L'idrogeno è l'elemento più abbondante nell'universo e la sua molecola è stabile a temperatura ambiente; tuttavia, nella sua forma atomica, l'idrogeno è altamente reattivo e pertanto è necessario utilizzarlo in maniera appropriata. Il processo di stoccaggio dell'energia sotto forma di idrogeno implica la sua generazione sfruttando l'eccesso di energia prodotta da fonti rinnovabili attraverso un elettrolizzatore, generalmente alimentato ad acqua demineralizzata, che utilizza elettroliti alcalini, polimerici o ceramici. Successivamente, questo viene immagazzinato in bombole, serbatoi o cavità sotterranee dopo averlo pressurizzato o liquefatto. Infine, attraverso questo si produce energia elettrica attraverso celle di combustibile, conosciute



come fuel cell, o può essere utilizzata direttamente come vettore energetico. È importante notare che lo stoccaggio dell'idrogeno è una tecnologia poco matura, poco economica con un'efficienza relativamente bassa, efficienza che diminuisce se consideriamo l'intero sistema di stoccaggio comprensivo di elettrolizzatore e fuel cell. Tuttavia, l'uso dell'idrogeno come vettore energetico risulta particolarmente interessante per lo stoccaggio di lunga durata sia per la stabilità nel tempo, sia per la possibilità di immagazzinare grandi quantità di energia [41].

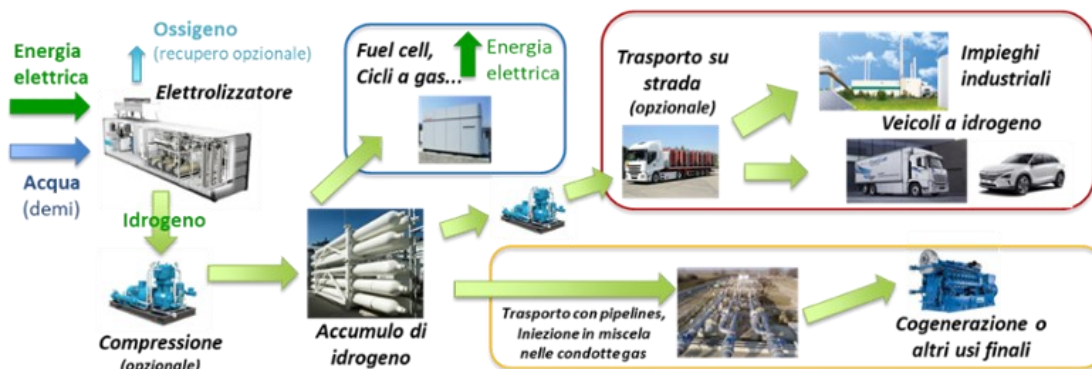


Figura 26 - Scema di un sistema Power-to-Hydrogen [43]

## 2.2.4 Accumulo elettrochimico

L'accumulo elettrochimico è un processo che consente la trasformazione diretta dell'energia chimica in energia elettrica. I sistemi di accumulo di tipo elettrochimico si basano sulle reazioni di ossido-riduzione e di elettrolisi che consentono di convertire in modo reversibile l'energia chimica in energia elettrica. A differenza delle comuni celle primarie, dove la reazione di ossidoriduzione procede solo in una direzione, le celle secondarie, come vengono chiamate, presentano una reazione di conversione reversibile. Solitamente queste celle sono composte da due parti separate da un separatore poroso. Ogni parte contiene un elettrodo, uno anodico e uno catodico, realizzato in metallo e immerso in una soluzione elettrolitica contenente principalmente ioni dello stesso metallo. Durante le reazioni di ossido-riduzione, l'anodo si ossida rilasciando elettroni al catodo che si riduce. Il flusso di elettroni viene poi raccolto da un conduttore. Al contrario, durante la reazione di elettrolisi, l'energia elettrica prodotta viene convertita nuovamente in energia chimica. Il componente fondamentale di un sistema di accumulo elettrochimico è la cella elettrochimica che può generare una tensione in corrente continua variabile dell'ordine di pochi Volt. Queste celle possono essere combinate in serie e/o in parallelo

per creare accumulatori più grandi comunemente chiamati batterie. Esistono diverse tipologie di accumulatori che si distinguono per le coppie di specie chimiche coinvolte nella reazione, il tipo di elettrolita utilizzato e le caratteristiche costruttive [41].

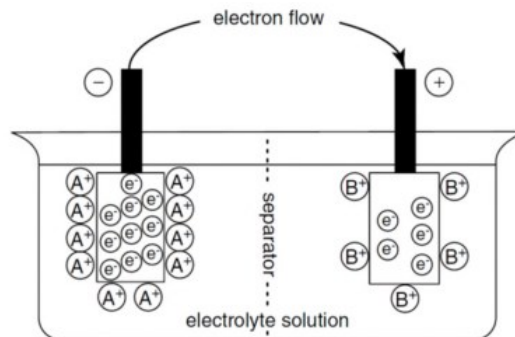


Figura 27 - Cella elettrochimica con elettrodi positivo e negativo [44]

Le peculiarità dei sistemi di accumulo elettrochimico riguarda la loro modularità che permette la creazione di sistemi con potenze che vanno da pochi kW fino a diverse decine di MW offrendo notevole flessibilità. Inoltre, questi sistemi sono noti per la loro capacità di rispondere rapidamente alle variazioni di carico e per il loro elevato rapporto tra l'energia immagazzinata e la potenza erogata. Tra i vantaggi aggiuntivi vi è la facilità d'installazione e la possibilità di spostare il sistema in un'altra posizione della rete o di riconfigurarli in caso di necessità. D'altra parte, uno dei principali svantaggi dei sistemi di accumulo elettrochimico è la loro limitazione nella velocità di carica e scarica. Le batterie non possono essere caricate o scaricate a qualsiasi potenza, ma devono rispettare parametri di corrente precisi; al di là di questi limiti, le celle potrebbero subire danni irreversibili arrivando addirittura al rischio di esplosione. Un secondo problema rilevante è la degradazione nel tempo. Poiché si tratta di accumulatori elettrochimici, il degrado è inevitabile e progressivo, legato al passare del tempo, indipendentemente dalle ore effettive di utilizzo che riduce il numero di cicli di carica/scarica possibili. Un altro problema, anche se meno significativo ma comunque importante, è la temperatura di lavoro; all'aumentare della temperatura si ha la diminuzione della vita utile e l'aumento del "Self-discharge" mentre una diminuzione della temperatura causa una diminuzione delle prestazioni della cella in termini di capacità e tensione [41].

## 2.3 Battery Energy Storage System

Un Battery Energy Storage System (BESS) è un sistema composto da batterie elettrochimiche che ha la capacità di convertire l'energia elettrica in energia chimica e viceversa rispettivamente mediante le fasi di carica o scarica. Questi sistemi sono noti per la loro rapidità nel rispondere sia all'assorbimento che al rilascio di energia e si basano su batterie che possono essere caricate e scaricate molte volte. Questa tecnologia sta crescendo rapidamente nel settore dell'energia sostenibile come dimostrato dal fatto che sia la potenza installata che capacità dei BESS in Italia ha raggiunto rispettivamente i valori di 587 MW e 1,227 MWh nei primi tre mesi del 2022 [45]. I sistemi BESS sono quindi essenziali per ridurre la dipendenza dai combustibili fossili e migliorare le prestazioni delle reti di trasmissione e distribuzione. Il principio di funzionamento di un sistema BESS si basa sull'uso di una o più batterie per immagazzinare energia. Queste batterie possono essere caricate in diversi modi, come ad esempio sfruttando l'elettricità in eccesso prodotta da impianti eolici o da parchi fotovoltaici, oppure collegandole alla rete durante i periodi di bassa domanda. Quando combinati con software avanzati i sistemi BESS diventano piattaforme in grado di sfruttare la capacità di accumulo delle batterie insieme a tecniche di intelligenza artificiale e algoritmi di “machine learning” per coordinare la produzione di energia e i sistemi di controllo computerizzati. Questi sistemi decidono quando immagazzinare l'energia per creare riserve o rilasciarla nella rete [45]. L'energia immagazzinata viene poi rilasciata dal sistema di accumulo a batterie durante i momenti di picco della domanda contribuendo a mantenere bassi i costi dell'elettricità e a garantire una fornitura stabile. In una catena di produzione di energia i sistemi BESS sono posizionati prima della sezione di trasmissione energetica e lavorano in parallelo con vari componenti per la gestione e la distribuzione dell'energia elettrica.

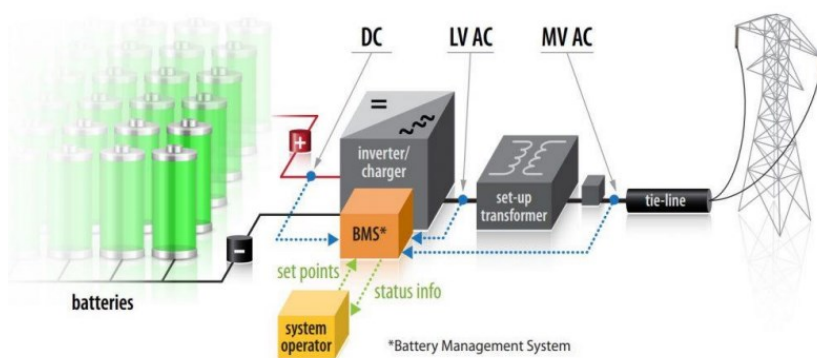


Figura 28 - Componentistica di trasmissione di potenza [46]

## 2.3.1 Principali componenti di un BESS

I componenti di un BESS sono raggruppati in base alla funzione che svolgono come quelli della batteria, dei componenti necessari per il funzionamento del sistema e dei componenti di connessione alla rete.

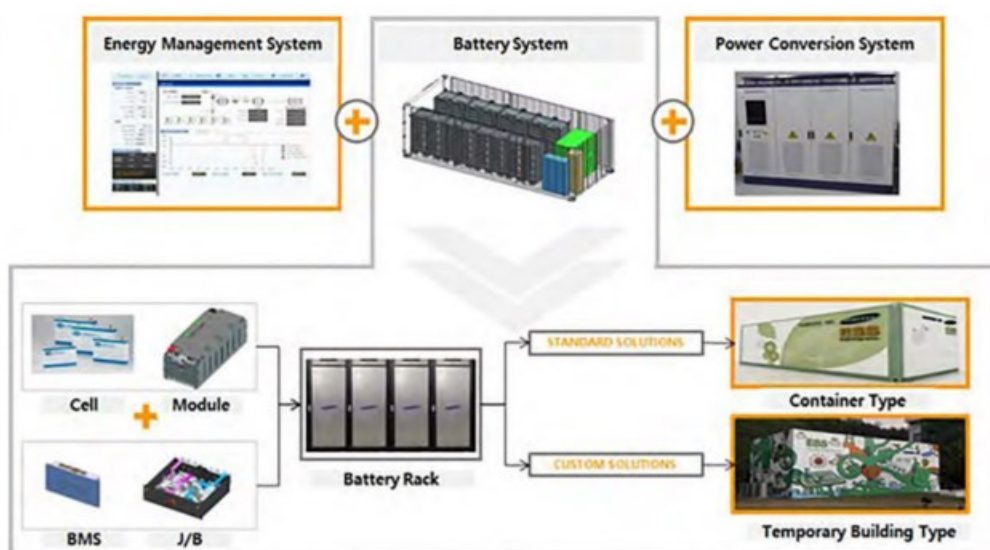


Figura 29 - Schema di un BESS [47]

In primo luogo, il BESS è composto da uno o più pacchi batterie tra loro elettricamente collegate in serie e/o in parallelo per formare dei moduli. I moduli sono collegati elettricamente tra di loro ed assemblati in appositi armadi/rack da ottenere i valori richiesti di potenza, tensione e corrente. Ogni rack avrà il proprio sistema di gestione della batteria “Battery Management System” (BMS) per gestire lo stato di carica “State of Charge” (SoC), lo stato di salute “State of Health” (SoH), la tensione, la corrente e la temperatura di ogni modulo che compone il “rack”, nonché il controllo e la protezione per ottenere risultati affidabili e sicuri, e il sistema di gestione termica della batteria (B-TMS). Il B-TMS controlla la temperatura delle celle in base alle loro specifiche in termini di valori assoluti e gradienti di temperatura all’interno del pacco. Le batterie e il loro BMS e B-TMS saranno integrati in container o cabinet personalizzati equipaggiati del sistema di condizionamento ambientale, sistema antincendio e rilevamento fumi.

Il sottosistema di conversione di potenza, noto anche come “Power Conversion System” (PCS), è costituito da uno o più convertitori di potenza bi-direzionali a 4 quadranti che converte il flusso di potenza tra la rete e la batteria. Il PCS prevede, inoltre, la presenza dei componenti di controllo e monitoraggio quali controllori dei convertitori, trasformatori BT/MT, filtri sinusoidali, interruttori e protezioni in corrente alternata, interruttori e protezioni in corrente continua e ventilatore di raffreddamento per la gestione termica dell'elettronica di potenza.

Il sottosistema di controllo sarà composto dall’ “Integrated Management System” (IMS) di sistema, che assicura il corretto funzionamento di ogni batteria azionata da PCS, e il “Distributed Control System” (DCS) che riporterà allarmi e segnali di “warning” del sistema BESS nella sala di controllo principale. Nello specifico saranno raggruppati nel sistema gestione della batteria il BMS, un sistema per la gestione locale e il controllo del modulo batteria e dei suoi componenti. Il BMS controlla i dispositivi e i sistemi di protezione e sicurezza, i dispositivi di controllo, monitoraggio e diagnostica e i servizi ausiliari. L’ “Energy Management System” (EMS) è composto tipicamente da computer industriali collegati al sistema tramite architettura ridondante che gestisce l’intero sistema di accumulo, la gestione dell'energia e l'ottimizzazione della rete e tutte le comunicazioni con gli operatori di livello superiore oltre che le protezioni e gli ausiliari, ovvero, apparecchiature destinate a svolgere particolari funzioni aggiuntive allo stoccaggio o all'estrazione dell’energia elettrica.

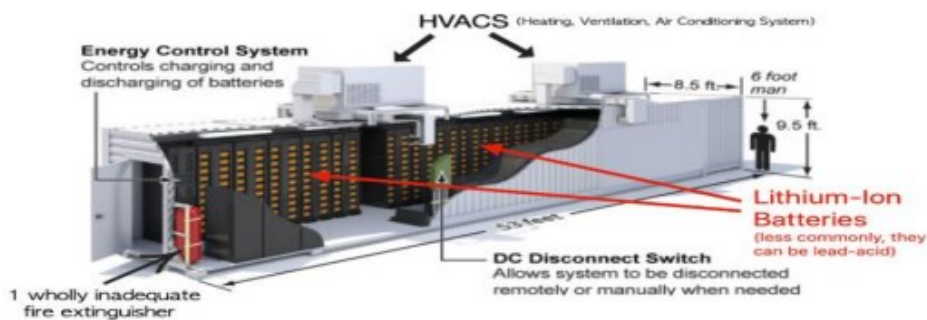


Figura 30 - Spaccato di un BESS [46]



piombo, l'autoscarica è causata da reazioni parassite che gradualmente consumano le cariche immagazzinate portando alla scarica completa della batteria nel tempo. In condizioni normali, l'autoscarica comporta una diminuzione della carica della batteria dell'ordine del 2-3% al mese [41]. La vita utile delle batterie al piombo può variare da 6 a 15 anni, ma questa diminuisce significativamente se la batteria viene sottoposta a elevate richieste di potenza. I principali vantaggi delle batterie al piombo sono i costi d'investimento relativamente bassi, la maturità della tecnologia e l'efficienza del riciclaggio. Questo tipo di batteria è ampiamente utilizzato in veicoli e in altre applicazioni che richiedono elevate correnti di carico.

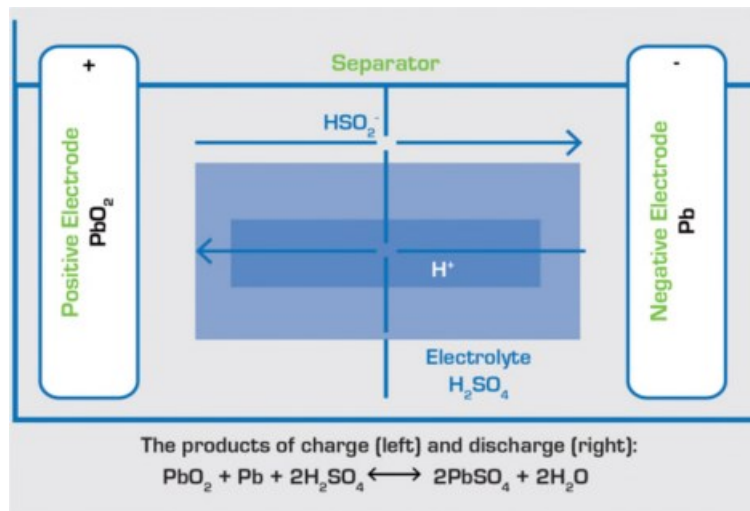


Figura 32 - Principio di funzionamento di una batteria piombo/acido [44]

### Batterie nichel/cadmio e nichel/metallo idruro

Le batterie nichel/cadmio hanno un funzionamento simile a quelle al piombo/acido ma, a partire dal 2006, a causa della tossicità del cadmio utilizzato come anodo il suo impiego è stato vietato. Questo tipo di sistema di accumulo di energia si basa su reazioni elettrochimiche di carica/scarica che avvengono tra un elettrodo positivo contenente idrossido di nichel come materiale attivo e un elettrodo negativo composto da cadmio metallico. Una membrana permeabile separa gli elettrodi, consentendo il flusso degli ioni, e sono immersi in un elettrolita costituito da idrossido di potassio acquoso, il quale rimane relativamente stabile durante il funzionamento. Durante la fase di scarica, l'idrossido di nichel si combina con l'acqua producendo idrossido di nichel e ioni idrossido. Allo stesso tempo si genera idrossido di cadmio presso l'elettrodo negativo. È importante notare che le batterie nichel/cadmio possono essere influenzate dall'effetto memoria, il che significa

che quanto più vengono utilizzate tanto più diventano soggette all'invecchiamento. Tuttavia, è possibile sostituire il cadmio con una lega d'idrogeno assorbente dando vita alle batterie nichel/metallo idruro. Queste ultime possono offrire una capacità due o tre volte superiore rispetto a una batteria nichel/cadmio delle stesse dimensioni e l'effetto memoria è meno pronunciato.

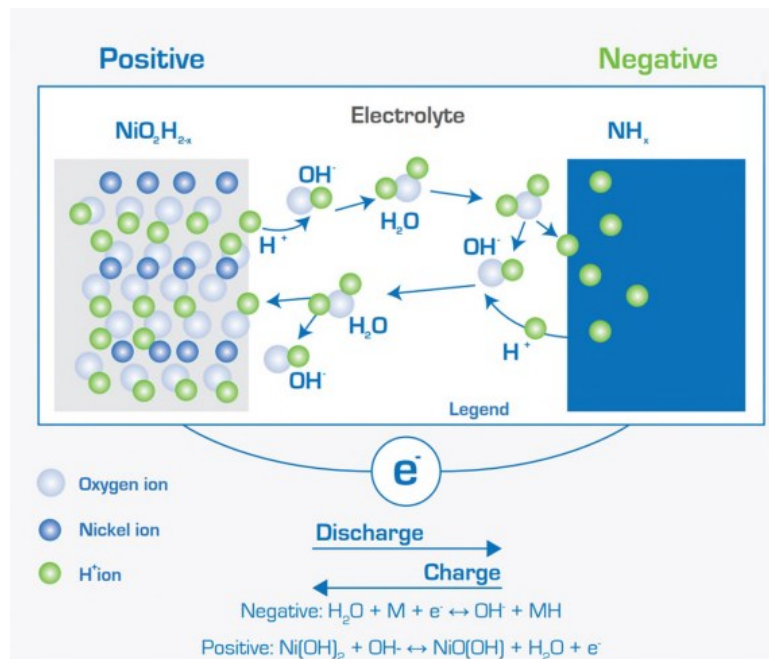


Figura 33 - Principio di funzionamento di una batteria nichel/metallo idruro [44]

### Batterie agli ioni di litio

Le batterie agli ioni di litio rappresentano la tecnologia più avanzata nel campo dei sistemi di accumulo elettrochimico grazie alla loro elevata potenza specifica. Tuttavia, il loro principale svantaggio è il costo elevato dovuto alla necessità di implementare sistemi di sicurezza per prevenire situazioni di sovraccarico. Nonostante esista una vasta gamma di batterie al litio con diverse composizioni di catodi, queste condividono una struttura di base comune. Questi dispositivi comprendono un anodo realizzato generalmente in grafite e un catodo costituito da un ossido di metallo e il loro assemblaggio crea una struttura a strati o a tunnel per facilitare l'inserimento ed estrazione degli ioni di litio. L'elettrolita, sia liquido che polimerico, funge da collegamento tra l'elettrodo positivo e negativo che sono separati da uno strato isolante elettronico, di solito in poliolefina. Le reazioni elettrochimiche variano a seconda del tipo di cella, ma la tensione a circuito aperto varia tra 3,6 e 3,85 V [41]. Le batterie al litio sono sistemi ad alta energia e



richiedono un trattamento estremamente cauto. Gli abusi elettrici, meccanici e termici possono causare problemi nel loro funzionamento come la fuga termica che danneggia la cella e, nei casi peggiori, può portare alla gassificazione e al rilascio di vapori infiammabili contenenti solventi presenti nell'elettrolita. Per queste ragioni le celle agli ioni di litio sono spesso dotate di un BMS per monitorare tensione, corrente e temperatura, regolando la carica e intervenendo in caso di superamento dei limiti predefiniti. Inoltre, per motivi di sicurezza, le celle sono spesso contenute in robusti contenitori metallici. Uno degli aspetti più critici delle celle agli ioni di litio è il loro degrado nel tempo che porta a una progressiva riduzione della capacità rispetto ai dati di fabbrica, anche in assenza di cicli di carica/scarica.

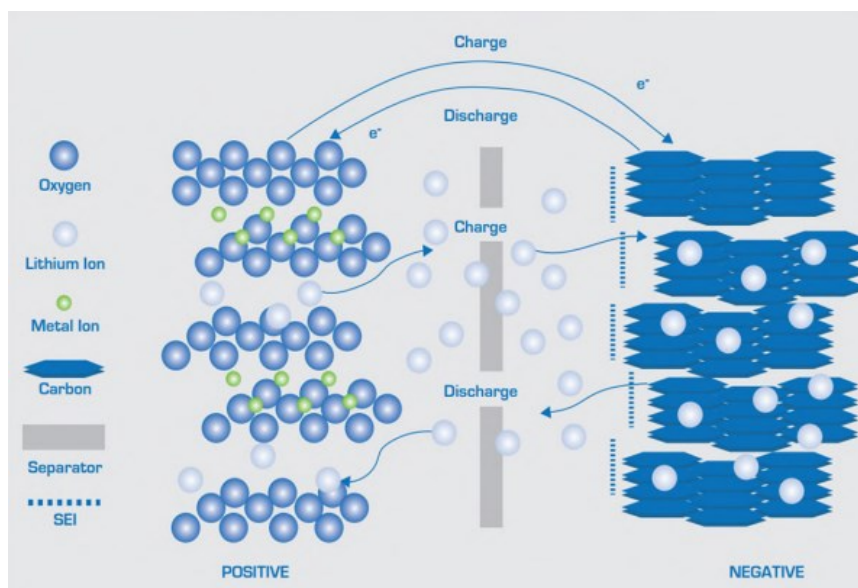


Figura 34 - Principio di funzionamento di una batteria agli ioni di litio [44]

## Batterie a flusso

Le batterie a flusso sono in grado di immagazzinare energia elettrica attraverso l'uso di due elettroliti liquidi, uno carico positivamente e l'altro carico negativamente, che fungono da vettori per l'energia. Queste batterie sono composte da una struttura centrale chiamata stack costituita da una serie di celle elementari con piastre interposte e una membrana di scambio ionico che le collega elettricamente in serie. Gli elettroliti rimangono separati e vengono fatti circolare attraverso un sistema di condutture grazie alle pompe, spostandosi dai serbatoi allo stack e ritorno. Le celle possono essere collegate idraulicamente in due modi diversi: in parallelo o in serie. L'elemento chiave in questo processo è la membrana, nota come membrana cationica o a scambio di protoni che separa gli elettroliti. Questa

membrana consente agli ioni selezionati di attraversarla durante le fasi di carica e scarica completando le reazioni chimiche necessarie. È importante notare che la rottura della membrana porterebbe alla mescolanza degli elettroliti causando la dispersione dell'energia elettrica sotto forma di calore. La membrana deve soddisfare vari requisiti, tra cui una bassa resistenza ohmica, resistenza meccanica adeguata e alta selettività ionica. Tuttavia, queste membrane possono risultare costose contribuendo fino al 40% del costo totale dello stack [41]. L'elettrodo è il punto in cui avvengono le reazioni redox all'interno di ciascuna cella e questo deve possedere adeguate proprietà meccaniche, una grande area attiva, bassa resistenza ohmica e la capacità di mantenere costante il potenziale, oltre a poter lavorare ad elevata densità di corrente; inoltre deve anche essere chimicamente stabile e resistente all'ossidazione. In queste batterie, la potenza e la capacità energetica possono essere gestite separatamente. La potenza è determinata dal flusso delle pompe e dall'area di scambio sulla superficie delle membrane, mentre la capacità energetica è influenzata dalla dimensione dei serbatoi. Aumentare la capacità energetica è possibile semplicemente aumentando le dimensioni dei serbatoi. Queste batterie sono versatili e adattabili, idonee anche per applicazioni che richiedono risposte rapide in termini di potenza. L'efficienza del sistema è influenzata dalla gestione delle pompe con moderni inverter di controllo che regolano la velocità dei motori in base alle necessità aumentando notevolmente l'efficienza complessiva. La batteria può essere completamente scarica, ma l'inverter che la collega alla rete richiede una tensione minima di funzionamento che diventa quindi la tensione minima della batteria stessa. La temperatura ha un impatto significativo sul funzionamento della batteria. Temperature al di fuori del range compreso tra 0 e 40°C possono causare problemi al sistema di circolazione dell'elettrolita. Le basse temperature possono addensare il liquido rendendo difficile la circolazione nello “stack” e aumentando le perdite di carico e i costi in termini di efficienza energetica. Al contrario, la temperatura elevata fa precipitare i sali di vanadio, soprattutto quando la batteria è carica, ostacolando i circuiti idraulici. La durata di vita della batteria è teoricamente illimitata poiché gli elettrodi e gli elettroliti non sono direttamente coinvolti nelle reazioni chimiche della cella ma fungono solo da trasportatori di elettroni. Tuttavia, fenomeni di perdite interne e degrado dei componenti contribuiscono inevitabilmente a limitare la durata operativa dei dispositivi che può comunque raggiungere oltre 10.000 cicli, equivalenti a circa 20 anni di utilizzo continuo.

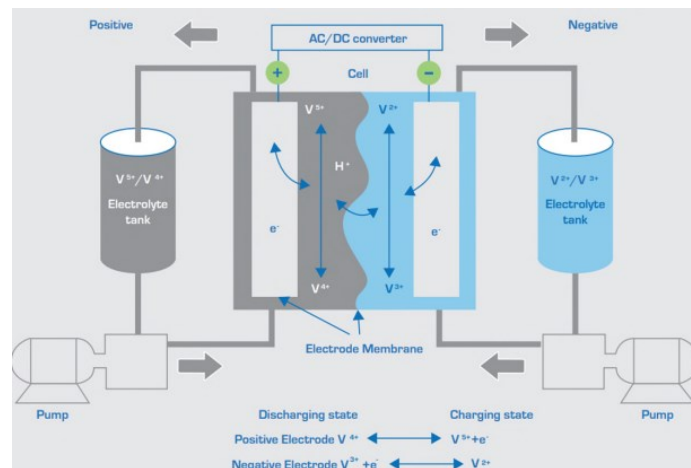


Figura 35 - Principio di funzionamento di una batteria a flusso [44]

### Batterie ad alta temperatura

Le batterie ad alta temperatura includono le batterie al sodio/zolfo e le batterie al sodio/cloruro di nichel. Una caratteristica distintiva di questi sistemi è la temperatura interna di lavoro molto elevata. Queste batterie operano a una temperatura di circa  $300^{\circ}\text{C}$  che è necessaria per mantenere gli elettrodi allo stato liquido e a migliorare la conducibilità dell'elettrolita [41]. La durata media di queste batterie è maggiore rispetto a quelle al piombo ma, a causa dell'alta temperatura di funzionamento, è essenziale implementare adeguati sistemi di sicurezza. Queste batterie sono conosciute per la loro elevata densità energetica, alti rendimenti energetici e buona resistenza nel tempo. Tuttavia, le loro prestazioni sono generalmente inferiori rispetto alle batterie al litio; infatti, queste presentano il vantaggio di essere completamente insensibili alla temperatura ambiente ed hanno un alto grado di riciclabilità che offre un livello intrinseco di sicurezza leggermente superiore.

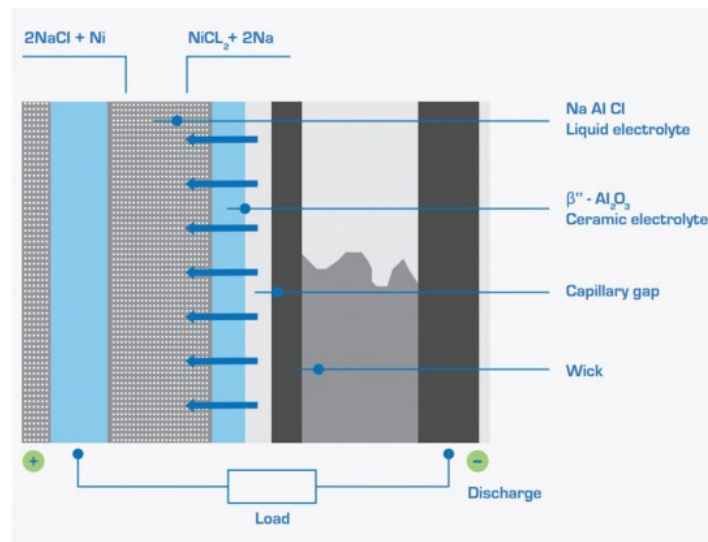


Figura 36 - Principio di funzionamento di una batteria ad alta temperatura [44]

### 2.3.3 Parametri per la valutazione delle prestazioni di una batteria

Esistono vari criteri utili per valutare le prestazioni di una batteria che non solo consentono di misurare le prestazioni, ma permettono anche di analizzarne la degradazione nel tempo e la vita utile complessiva.

Quando si considera una batteria o un accumulatore, la prima informazione che si desidera sapere è la quantità di energia contenuta al suo interno che viene definita come "capacità" della batteria. La capacità di una batteria rappresenta, in un certo senso, la quantità di energia che può essere immagazzinata dall'accumulatore. Tuttavia, la capacità non misura direttamente l'energia in Joule ma indica piuttosto la quantità di Ampere-ora (Ah) che una cella della batteria può fornire ad una determinata temperatura. Per valutare la capacità di una batteria è importante specificare la tensione nominale ai morsetti dell'accumulatore e, di conseguenza, la tensione di "cut-off" che rappresenta il punto in cui la batteria è considerata completamente scarica. Questo parametro è cruciale poiché durante il processo di scarica la tensione della batteria tende a diminuire e la tensione di "cut-off" rappresenta il punto di riferimento per determinare se la batteria è carica o scarica; questa di solito è pari ai 2/3 della tensione di carica completa [49]. La tensione ai terminali di un accumulatore generalmente diminuisce mentre la batteria si scarica, ma ciò non è sempre vero. Infatti, la tensione nelle batterie è dovuta alle reazioni

elettrochimiche all'interno delle celle. Se queste reazioni avvengono in sostanze chimiche distinte e differenti la tensione tende a rimanere sostanzialmente costante durante il processo di scarica. Oltre a ciò, per valutare la capacità di una batteria è importante specificare anche il periodo di tempo in cui essa è in grado di erogare una determinata quantità di energia: ciò porta all'introduzione della "capacità nominale" in relazione a un periodo di scarica specifico, conforme alle normative europee in vigore. Ciò consente di confrontare batterie con la stessa tensione nominale ma di dimensioni diverse. La capacità nominale può essere calcolata per qualsiasi intervallo di tempo di scarica utilizzando l'equazione seguente:

$$C_t = \int_0^t I(t)dt \quad [Ah] \quad (4)$$

In questo modo si valuta la capacità di una batteria in base alle sue specifiche caratteristiche di tensione, tempo di scarica e alle normative di riferimento. Di conseguenza, la capacità espressa in Wattora (Wh), mantenendo la stessa notazione, diventa:

$$C_t = \int_0^t E(t)I(t)dt \quad [Wh] \quad (5)$$

Nella valutazione della capacità di una batteria è essenziale tenere in considerazione la temperatura. A basse temperature operative, l'elettrolita potrebbe solidificarsi compromettendo le prestazioni della batteria. D'altra parte, aumentando la temperatura, le prestazioni possono migliorare ma è importante notare che a temperatura elevata l'accumulatore potrebbe correre nel rischio di surriscaldamento o addirittura esplosione.

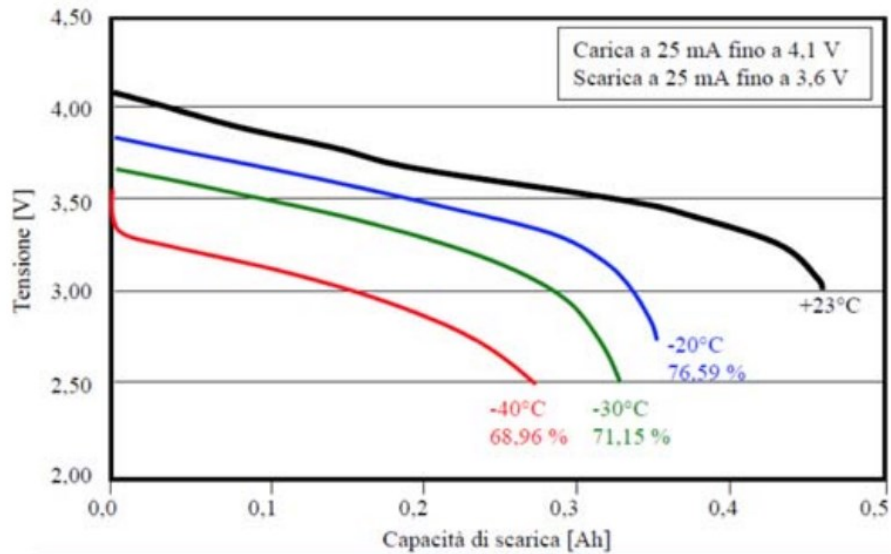


Figura 37 - Curve capacità-tensione in funzione della temperatura [49]

Un parametro legato alla capacità della cella di generare potenza è il C-rate, ovvero il rapporto tra la corrente di carica o scarica (A) e la capacità nominale della cella (Ah). Tale parametro rappresenta la velocità di carica/scarica della batteria: avere un C-rate pari a 1 significa che la batteria può essere caricata completamente da 0% a 100% entro 1 ora e viceversa; mentre un C-rate pari a 2 permette alla batteria di scaricarsi o caricarsi completamente in mezz'ora.

Inoltre, bisogna considerare l'energia specifica e la densità energetica di una batteria, indispensabili per le valutazioni della batteria in termini di peso e ingombro. L'energia specifica, espressa in Wattora per chilogrammo [Wh/kg], indica quanta energia la batteria può erogare per unità di massa e permette, a differenza della capacità specifica, il confronto tra batterie con differente tensione nominale, mentre la densità specifica ne indica il rapporto per unità di volume, ovvero Wattora per litro [Wh/l].

Per valutare l'efficienza di una batteria esistono tre tipi di rendimenti: rendimento in tensione, in corrente ed energetico. Il più utilizzato è il rendimento in corrente che rappresenta il rapporto tra la capacità della batteria, ad esempio, durante una carica precedente e la quantità effettivamente utilizzabile. Per ottenere questo valore è necessario stabilire inizialmente i livelli di tensione all'inizio e alla fine della carica che dovrebbero coincidere rispettivamente con i valori di tensione all'inizio e alla fine della scarica. Inoltre, è fondamentale specificare i valori di temperatura e le correnti impiegate

durante il processo di carica e scarica. In questo modo si può determinare in modo inequivocabile il rendimento in corrente attraverso:

$$\eta_i = \frac{\int_0^{t_s} I_{scarica}(t)dt}{\int_0^{t_c} I_{carica}(t)dt} \quad (6)$$

Il rendimento in tensione, utile per verificare lo stato della batteria, è dato dal rapporto tra la tensione media in scarica e quella media in carica:

$$\eta_v = \frac{v_{mediaScarica}}{v_{mediaCarica}} \quad (7)$$

Il rendimento che fornisce maggiori informazioni, seppur meno diffuso di quello in corrente perché più difficile da valutare, è il rendimento energetico, che è dato:

$$\eta_e = \frac{\int_0^{t_s} I_{scarica}(t)v_{scarica}(t)dt}{\int_0^{t_c} I_{carica}(t)v_{carica}(t)dt} \quad (8)$$

Inoltre, quando si utilizza una batteria è di fondamentale interesse conoscere il livello di carica di questa in un dato momento, conosciuto come SoC. Questo valore è ottenuto mediante il rapporto tra la capacità residua della batteria e la sua capacità nominale:

$$SoC = \frac{Ah_{rimanenti}}{Ah_{nominati}} \quad (9)$$

Per calcolare il SoC esistono vari metodi, ma uno dei più semplici è il conteggio degli Ampere-ora (Ah) o dei Wattora (Wh) utilizzati durante la scarica misurando il tempo trascorso e quindi sottraendo questa quantità dalla capacità iniziale. Questo metodo è preferibile quando la corrente di scarica rimane costante. Tuttavia, in casi come la scarica a tensione costante, è necessario monitorare costantemente la corrente. Inoltre, per applicare questo metodo è necessario avere una conoscenza pregressa del livello di carica della batteria. Va notato che la capacità della batteria è influenzata dalla corrente di scarica poiché la loro relazione non è lineare; pertanto, diventa complesso determinare quanto resta effettivamente di capacità disponibile durante scariche con correnti miste. Un metodo indipendente dalla corrente di scarica per determinare il SoC è la misurazione della tensione a vuoto, ma anch'esso presenta sfide legate alla necessità di una conoscenza

precisa delle caratteristiche della batteria. Inoltre, c'è il concetto di "Depth of Discharge" (DoD) che rappresenta la frazione della capacità totale utilizzata durante una scarica:

$$DoD = 1 - SoC \quad (10)$$

SoH, invece, indica lo stato di vita della batteria ed è calcolato come il rapporto tra la sua capacità residua e nominale:

$$SoH = \frac{C_{attuale}}{C_{nominale}} \quad (11)$$

La determinazione di questo parametro coinvolge diverse strategie ed è influenzata dall'età della batteria e dai cicli di carica e scarica a cui è stata sottoposta. Inoltre, è introdotto il concetto di vita utile della batteria che rappresenta il numero di cicli che una batteria può completare prima che la sua capacità scenda al di sotto dell'80% della capacità nominale [49].

Infine, quando si valutano le prestazioni di una batteria è importante considerare l'effetto dell'autoscarica. Questo fenomeno rappresenta la perdita graduale della carica immagazzinata nella batteria nel tempo ed è espresso come il tasso di capacità persa per unità di tempo, solitamente misurato in mesi o anni. L'autoscarica può non essere lineare né rispetto al tempo, né rispetto alla capacità residua al momento dell'inattività. Questo fenomeno può essere causato da diversi fattori, tra cui la corrosione tra gli elettrodi e l'elettrolita, impurità negli elettroliti, difetti di isolamento tra anodo e catodo e resistenza interna elevata. Inoltre, l'autoscarica può essere aggravata da ricariche troppo rapide o da un basso livello di carica quando la batteria non viene utilizzata per un certo lasso di tempo. Per contrastare l'autoscarica è necessario mantenere l'accumulatore costantemente sotto carica con una bassa corrente sufficiente a mantenere il livello di carica costante [49].



## **Capitolo 3**

### **Caso Studio**

La progettazione di un sistema BESS, oggetto di questa trattazione, prevede analisi la determinazione di un'area idonea per la realizzazione del sistema. L'area idonea deve rispettare i criteri definiti dalle linee guida Enel. In primo luogo, l'area deve essere vicina alla sottostazione e le dimensioni devono essere tali da garantire il posizionamento di tutti i containers e gli ausiliari. Le strade di collegamento tra l'aeroporto e il sito e le strade di accesso all'area devono essere idonee al transito dei mezzi necessari per il trasporto delle merci. Inoltre, bisogna valutare la pendenza massima del sito che deve essere inferiore o uguale al 5%: nel caso la pendenza sia compresa tra il 5 e il 15%, sarà necessario valutare l'eventuale idoneità dell'area, mentre non sono accettabili pendenze superiori al 15%. Successivamente, dopo un'analisi dell'area all'interno del piano territoriale regionale bisognerà valutare la conformità urbanistica e territoriale attraverso un'analisi dei vincoli paesaggistici, archeologici e idrogeologici. Quest'ultimi sono necessari per valutare il rischio di possibili frane o eventi sismici che potrebbero portare al cedimento del terreno.

### **3.1 Contestualizzazione dell'area territoriale**

L'area individuata per il progetto riguardante la realizzazione del sistema BESS della potenza di 200 MW è adiacente alla Stazione 380/220 kV Terna di Udine Sud; questa interessa dei lotti di terreno di carattere agricolo, pianeggianti, di superficie complessiva di 8,5 ettari ad una quota di circa 52 m s.l.m compresi tra la stazione elettrica e via Garibaldi, in località Persereano, comune di Pavia di Udine, Provincia di Udine, Regione Friuli-Venezia Giulia. L'area in esame viene inquadrata sul territorio italiano e all'interno della mappa di Open Infrastructure Map che permette di analizzare le principali rete infrastrutturali.



Figura 38 – Inquadramento delle sottostazioni sul territorio italiano [50]

La stazione dove collegare il sistema BESS è quella di Udine Sud che presenta sia lo stallo a 380 che a 220 kV.

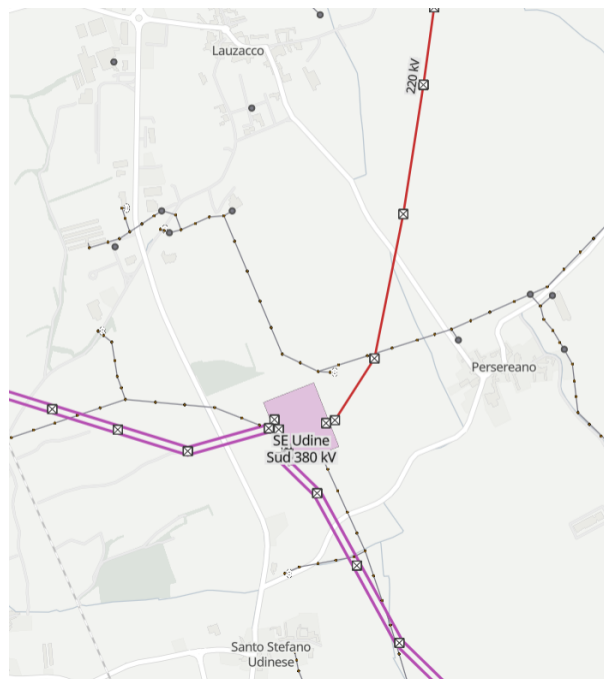
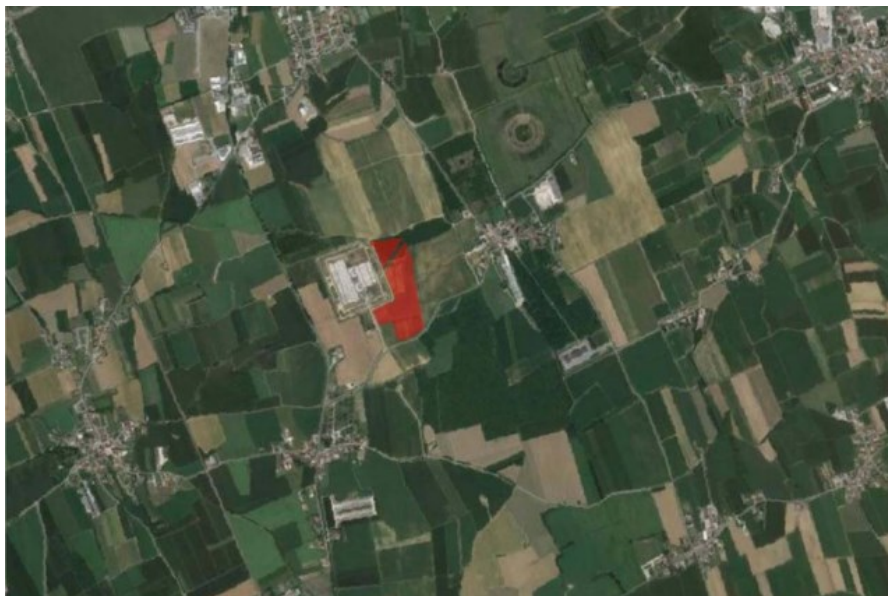


Figura 39 - Inquadramento della sottostazione 380/220 kV Terna di Udine Sud [17]

L'area idonea per il progetto viene inquadrata su ortofoto, indicando anche le coordinate dei confini, su carta tecnica regionale e su carta catastale.



*Figura 40 - Inquadramento su ortofoto*

Le coordinate del perimetro dell'area vengono indicate in Tabella 1 riportando i rispettivi segnamenti in ortofoto.

*Tabella 1 - Coordinate del perimetro dell'area di progetto*

	Latitudine	Longitudine
1.	45°57'54.19"N	13°17'12.57"E
2.	45°57'52.49"N	13°17'22.76"E
3.	45°57'39.31"N	13°17'25.09"E
4.	45°57'36.77"N	13°17'19.39"E
5.	45°57'41.92"N	13°17'12.39"E
6.	45°57'43.75"N	13°17'17.99"E



*Figura 41 - Indicazione delle coordinate dell'area*



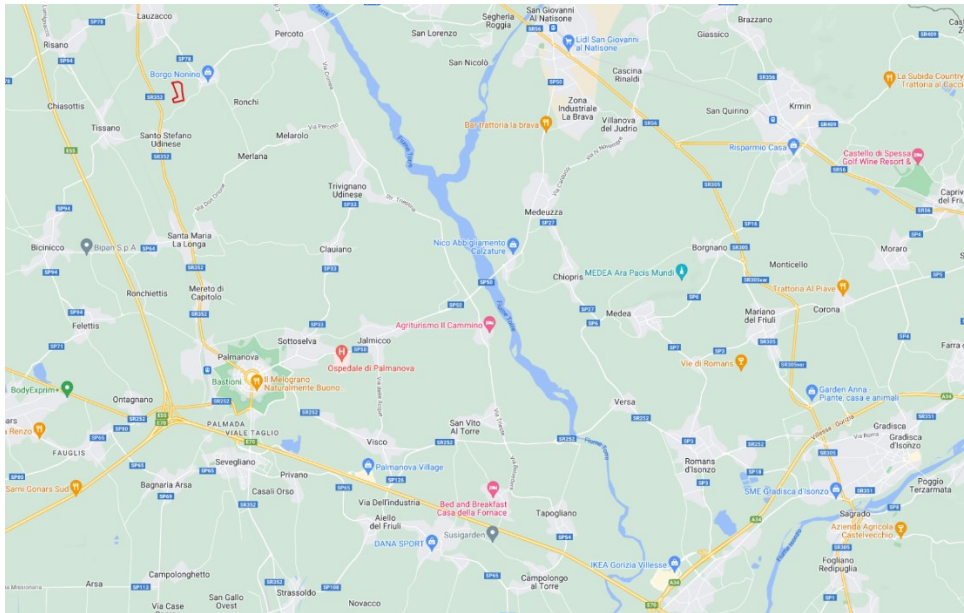
*Figura 42 - Inquadramento su carta tecnica regionale*

Al catasto, l'area si individua al comune di Pavia di Udine, foglio 39, mappali numero 4 – 105 – 112 – 119 – 9 – 117 – 107 – 17 – 77 – 78 – 79 – 76 – 75 – 110 – 115 – 40.



Figura 43 - Inquadramento su carta catastale

Infine, le strade di collegamento tra l'aeroporto e il sito sono idonee al transito dei mezzi necessari per il trasporto merci; infatti, le strade devono essere facilmente percorribili, in buone condizioni strutturali e di larghezza idonea al transito di automezzi. Le principali arterie stradali per l'accesso all'area sono l'autostrada A4/E70 e la Strada Regionale 352.



*Figura 44 - Inquadramento della viabilità principale*

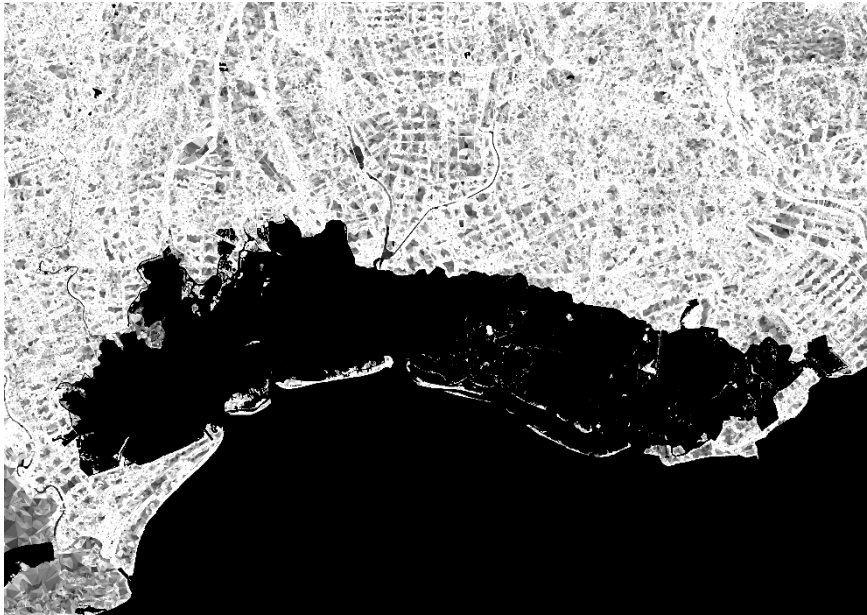
## **3.2 Analisi cartografica tramite “Geographic Information System” (QGIS)**

Il software QGIS [51] è un “Geographic Information System” (GIS) Open Source è utilizzato per le esigenze quotidiane di visualizzazione di dati GIS, per l’acquisizione di dati, per le analisi GIS avanzate e per le presentazioni sotto forma di mappe, atlanti e report sofisticati. Inoltre, questo software permette di far confluire dati, divisi in layers, provenienti da diverse fonti in un unico progetto di analisi territoriale.

### **3.2.1 Analisi della pendenza**

L’analisi della pendenza all’interno del software QGIS può essere svolta mediante un modello digitale di elevazione (DEM). Il DEM utilizzato, ottenuto a partire dai DEM distinti delle singole regioni amministrative d’Italia, è stato presentato dalla sezione di Pisa dell’Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (INGV) e riguarda l’elevazione del terreno nudo; è noto anche con il nome di “Digital Terrain Model” (DTM) [52]. Il DEM deve essere caricato come un layer e poi potrà essere utilizzato per ricavare la pendenza della zona interessata, ottenendo come risultato un layer temporaneo che sarà

automaticamente sovrapposto al DEM che lo ha generato. Il layer risultato avrà una scala di colori che va dal nero, pendenza minima, al bianco, pendenza massima.



*Figura 45 - Layer delle pendenze su QGIS*

Il layer della pendenza è stato analizzato con uno strumento di calcolo che consente di eseguire operazioni algebriche usando dei raster. I valori del layer risultante saranno calcolati secondo un'espressione che darà come risultato 1 o 0.

$$\text{pendenza} \leq 5\% \tag{12}$$

Il valore 1, bianco, corrisponde al verificarsi della condizione imposta dall'espressione, mentre il non verificarsi corrisponde allo 0, nero. L'espressione, utilizzata nel progetto, implica che il layer pendenza, in percentuale, fosse minore del 5%. L'analisi, quindi, ha permesso di determinare che l'area individuata ricadesse in una zona con pendenza minore del 5% e perciò idonea per l'installazione del sistema BESS.



*Figura 46 - Analisi della pendenza dell'area di progetto*

### **3.2.2 Analisi dei principali vincoli paesaggistici e ambientali**

Per determinare l'idoneità dell'area si è verificato che l'area scelta per il sistema BESS non interferisse con i vincoli paesaggistici e ambientali attraverso delle sovrapposizioni dell'area in esame sulle cartografie dei principali vincoli.

In primo luogo, sono stati analizzati i Vincoli Paesaggistici ai sensi del D. Lgs. 42/2004. L'area non interferisce con fasce di rispetto beni paesaggistici come alvei fluviali e aree archeologiche. Tuttavia, data la vicinanza dell'area con la via Iulia Augusta si deve intervenire con una relazione dettagliata di un inquadramento archeologico da parte di un esperto.



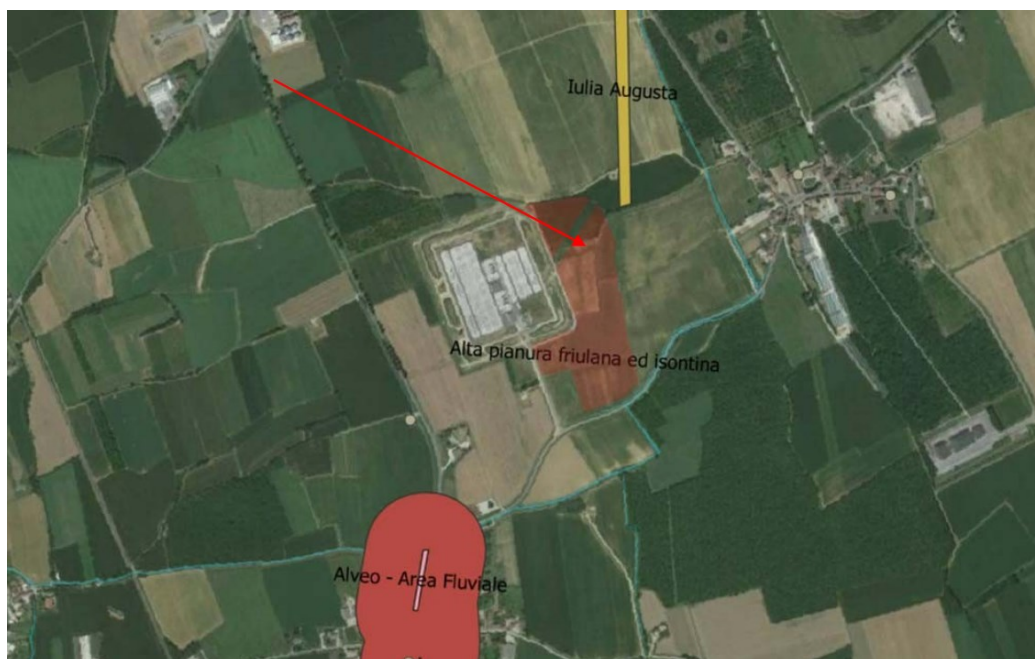


Figura 47 - Analisi dei vincoli paesaggistici art. 142 D. Lgs. 42/04

L'area scelta per la realizzazione del sistema BESS non ricade sotto le zone interessate da Vincolo Idrogeologico – Piano di Assetto Idrogeologico (PAI) (R.D. 30.12.1923 n.3267, R.D. 16.05.1926, n.1126). L'area in esame, quindi, non interferisce con scenari di pericolosità collegati ai fenomeni franosi presenti e/o previsti nel territorio e rispetta il vincolo di rischio esondazione; infatti, l'area non ricade all'interno della limitrofa zona a rischio di esondazione medio.



Figura 48 – Analisi delle aree a rischio PAI

Non sono state rilevate interferenze tra l'area interessata al sistema BESS e aree tutelate come siti UNESCO, parchi e riserve nazionali, regionali o locali, siti della Rete Natura 2000 per la tutela della biodiversità, ovvero Siti di Importanza Comunitaria (SIC) o Zone di Protezione Speciale (ZPS) rivolte alla tutela degli uccelli e dei loro habitat.



*Figura 49 - Analisi delle aree della Rete Natura 2000 (zone SIC e ZPS)*

### **3.3 Inquadramento sul Piano Urbanistico Regionale Generale (PURG)**

Il Piano Urbanistico Regionale Generale (PURG), in vigore dal 1978 e basato sul principio dell'urbanistica "a cascata", rappresenta il vigente sistema organico di disposizioni generali di direttive alle quali attenersi nella redazione dei piani di grado subordinato. Si riporta, di seguito, l'inquadramento dell'area di interesse sulle principali tavole tematiche del PURG della Regione Friuli-Venezia Giulia. L'area di sistema è compresa nella zona udinese cividalese.



Figura 50 - Tavola 1 PURG: Zone socio-economiche [53]

L'area ricade nella zona D dell'alta pianura friulana costituita da apporti alluvionali quaternari di origine fluvio-glaciale e fluviale.

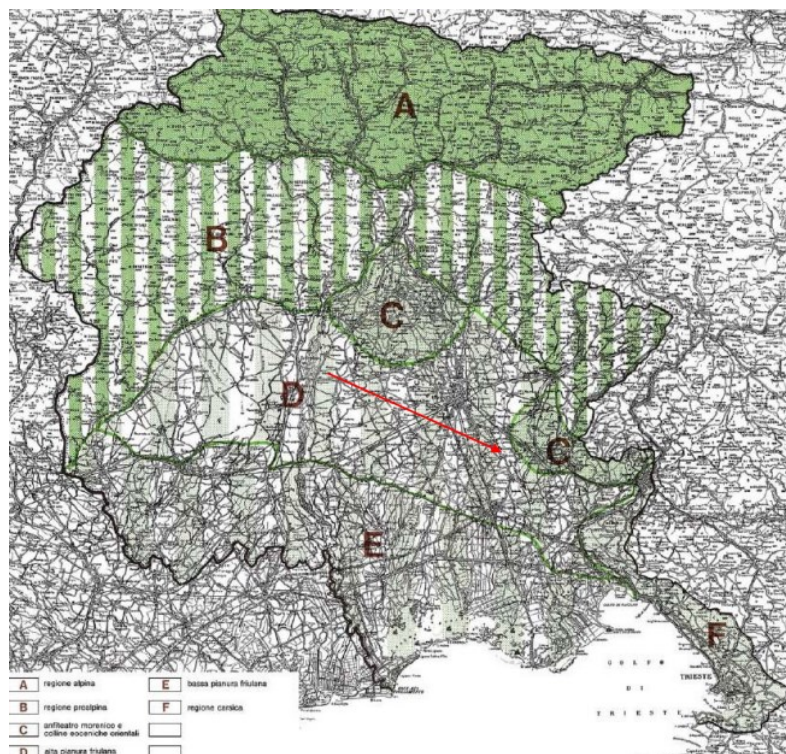


Figura 51 - Tavola 9 PURG: Visualizzazioni delle regioni geografiche [53]

L'area reputata idonea per la realizzazione del sistema BESS non è soggetta a fenomeni franosi, allagamenti, erosione ed è compresa in area di sismicità leggera.

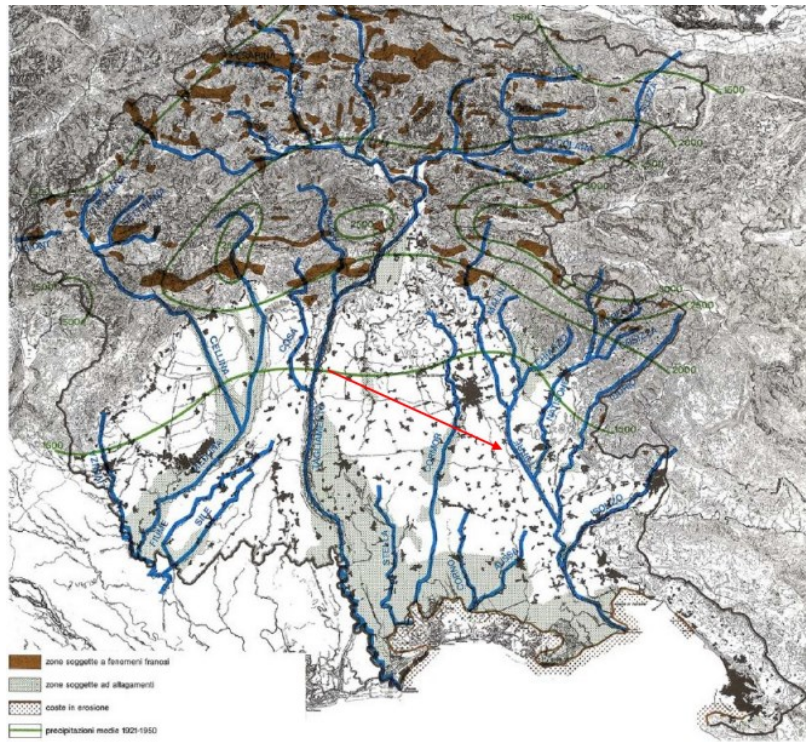


Figura 52 - Tavola 10 PURG: Carta delle franosità e allagamenti [53]

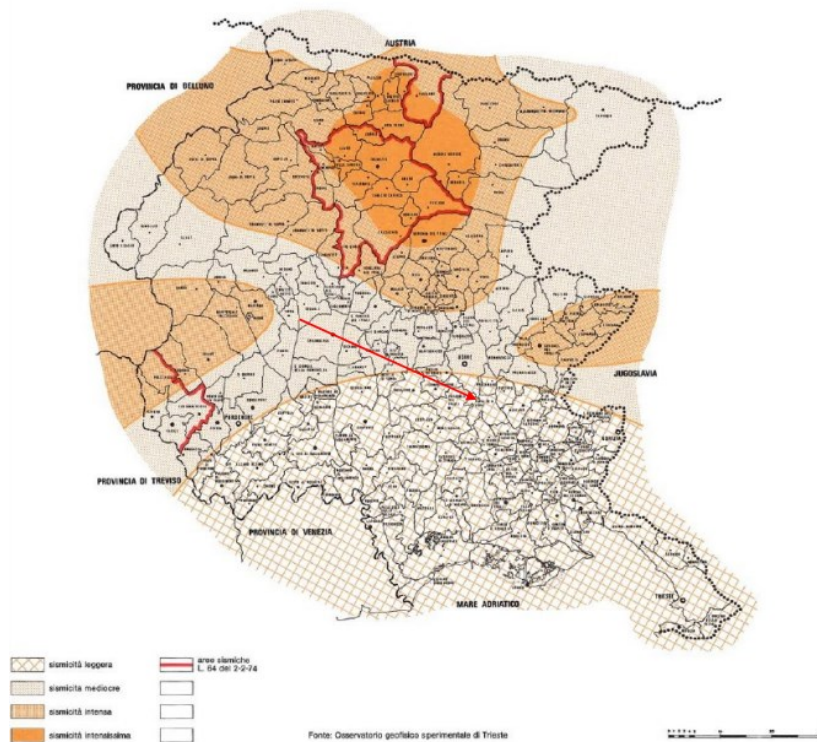


Figura 53 - Tavola 11 PURG: Carta dei fenomeni sismici [53]

L'area di Pavia di Udine è compresa nel bacino idrografico del fiume Isonzo e non interferisce con parchi o aree tutelate.

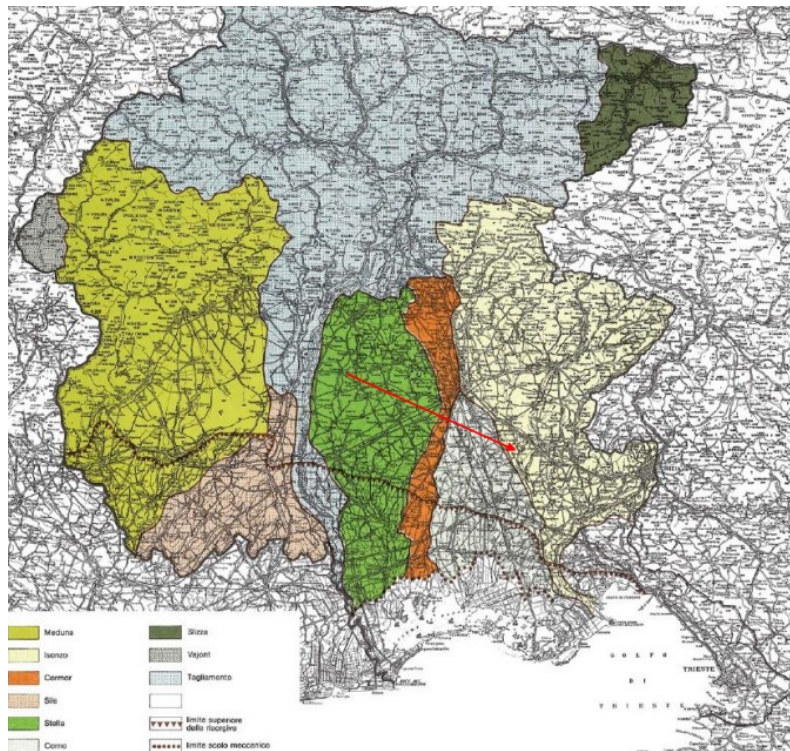


Figura 54 - Tavola 14 PURG: Carta dei bacini idrografici [53]

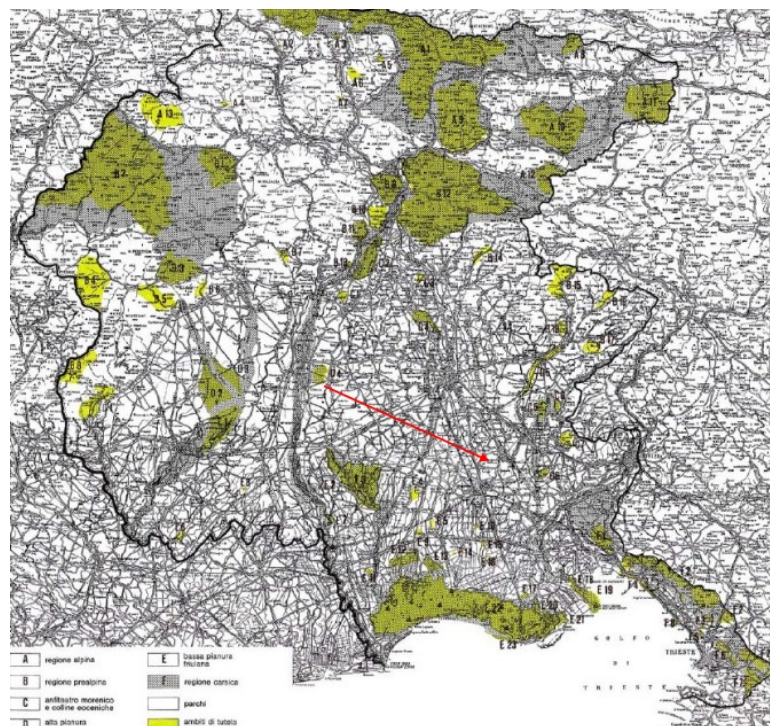


Figura 55 - Tavola 15 PURG: Il sistema degli ambiti di tutela ambientale e dei parchi [53]

### 3.4 Inquadramento sul Piano Regolatore Generale Comunale (PRGC)

Il Piano Regolatore Generale Comunale (PRGC) di Pavia di Udine è uno strumento che regola l'attività edificatoria in un territorio comunale. È uno strumento redatto dal singolo comune e contiene indicazioni sul possibile utilizzo o tutela delle porzioni del territorio cui si riferisce. L'area interessata al sistema BESS ricade, dalla pianificazione comunale, in una zona a destinazione urbanistica "Agricola". La zona destinata al sistema BESS è attraversata a nord da una linea elettrica e perciò sarà preservata una fascia di rispetto lungo la linea; inoltre, i fossi presenti al limite sud dell'area non sono corsi d'acqua soggetti a tutela ambientale o paesaggistica. Tuttavia, saranno mantenute le distanze di rispetto, stradali e dei corsi d'acqua, indicate nella pianificazione comunale.



Figura 56 - Inquadramento su PRGC di Pavia di Udine [54]

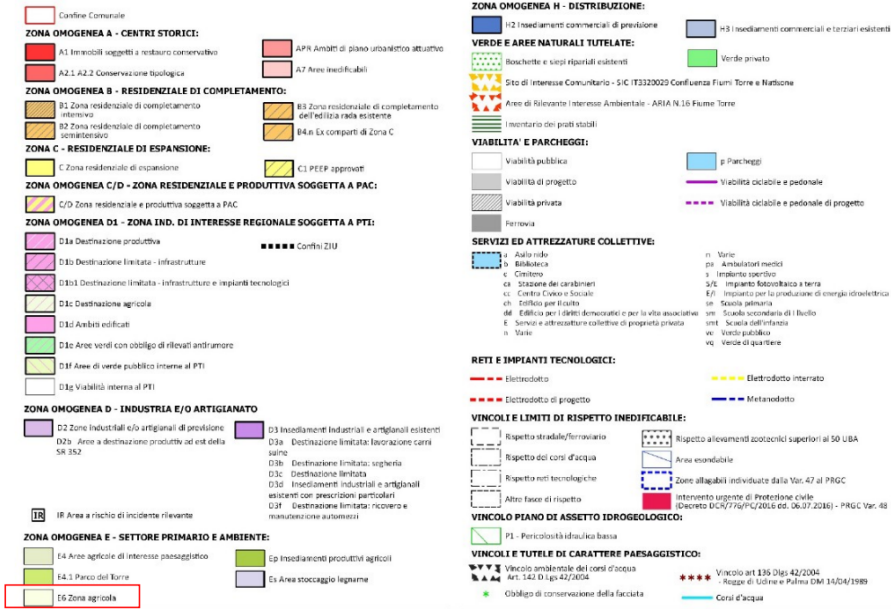


Figura 57 - Legenda del PRGC di Pavia di Udine [54]

## Capitolo 4

### Progettazione del sistema BESS

La fase di progettazione del sistema prevede la definizione di un layout in cui vengono considerati i) containers, sistemi di conversione, trasformatori e componenti ausiliari; ii) la predisposizione di uno schema unifilare per determinare la connessione dalla bassa tensione (BT) fino allo stallo ad alta tensione (AT); iii) la valutazione delle caratteristiche tecniche dei componenti del sistema; e iv) la pianificazione dei sistemi antiincendio e ausiliari.

#### 4.1 Layout del sistema

Il layout del sistema BESS prevede l'utilizzo di una unità di configurazione base da circa 3,5 MW di potenza erogabile/assorbibile che viene replicata all'interno dell'area a disposizione per l'sistema BESS fino ad ottenere la potenza/energia nominale del sistema pari a 200 MW/800 MWh. L'unità base è costituita da quattro containers di batterie e dal PCS, comprensivo di quadro di parallelo in media tensione e trasformatore MT/BT.

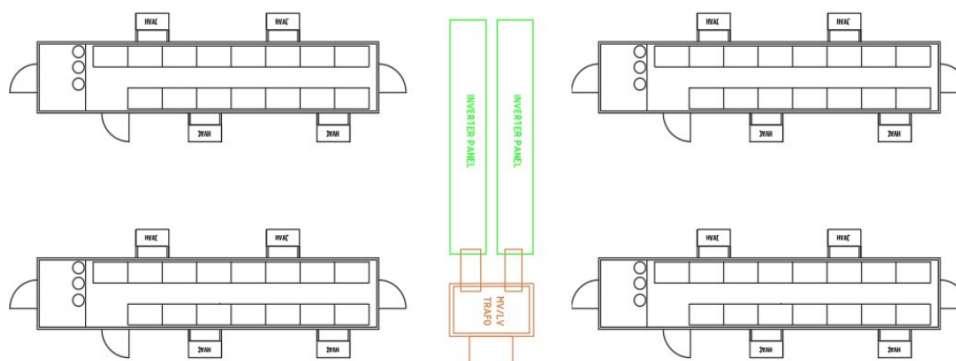
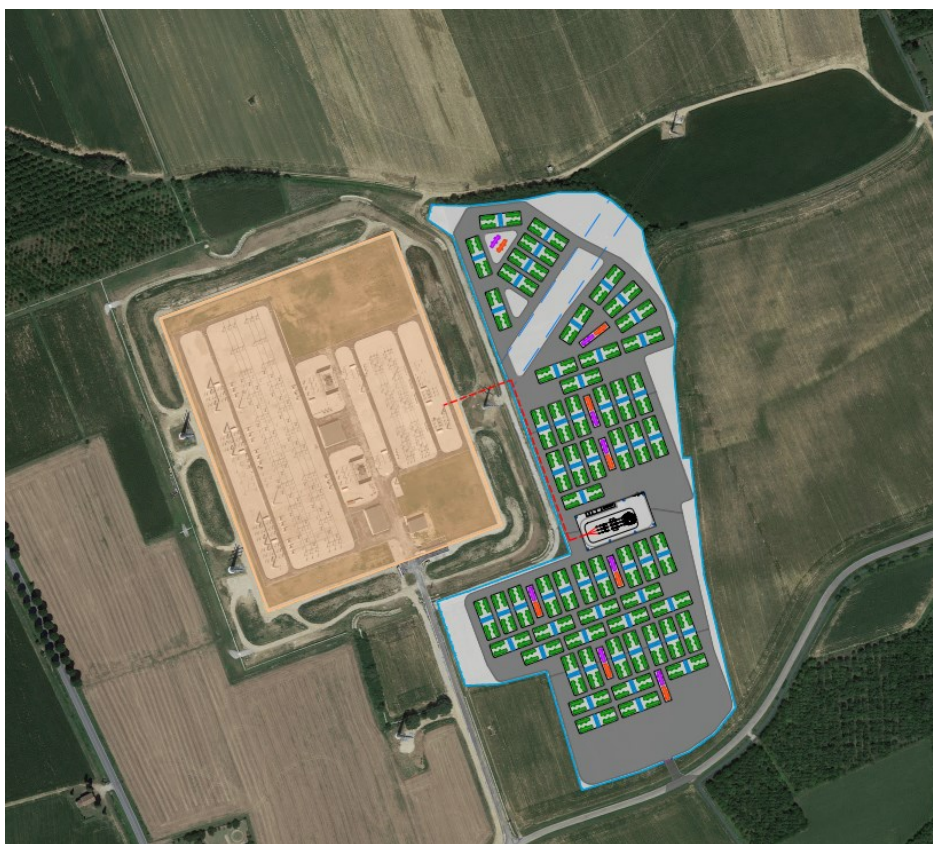


Figura 58 - Unità di configurazione tipica dei componenti base del BESS

Il sistema BESS prevede l'installazione di 232 containers con una capacità da 3,72 MWh contenenti i moduli batterie, 58 sistemi di conversione PCS comprensivi di quadro di parallelo in media tensione e trasformatore MT/BT, 928 (4x232) unità HVAC da 15 kW per il condizionamento dei container, 64 (4x16) unità HVAC da 15 kW per il condizionamento delle cabine di sistema e cabine dei servizi ausiliari, 8 cabina d'sistema



al cui interno saranno alloggiati la sala quadri MT di arrivo dai container, la partenza in MT per la stazione di utenza ed il locale misure, 8 cabine per i servizi ausiliari al cui interno saranno alloggiati il locale trasformatore dei servizi ausiliari ed il locale quadri BT e telecomunicazione, e la stazione d'utenza che alloggia il trasformatore per passare da media ad alta tensione. Nella progettazione del layout del sistema in esame bisogna rispettare una fascia di rispetto di vincolo urbanistico di almeno 20 m per la linea elettrica a nord del sistema e di 10 metri per le strade e i corsi d'acqua a sud del sistema. La distanza tra l'unità base, in Figura 58, e quella adiacente deve essere di 4 metri, mentre deve essere garantita una distanza di 8 m tra l'unità base e i confini del sistema.



*Figura 59 - Layout del sistema BESS*

## **4.2 Schema Elettrico Unifilare**

Lo schema elettrico unifilare permette di identificare l'intero sistema BESS che è composto di 58 unità suddivise in 8 linee da 25 MW ciascuna, per una potenza totale di 200 MW. Le batterie e i PCS sono connessi a 58 trasformatori BT/MT presenti nell'area del sistema BESS, uno per unità base, che sono collegati tra di loro in configurazione “entra esci” e avranno il compito di distribuire la potenza erogata e assorbita dalle batterie

verso i quadri di media tensione a 30 kV allocati nelle 8 cabine del sistema in esame. Ciascuna cabina d'sistema rappresenta una linea dello schema unifilare ed è collegata mediante cavi interrati MT al trasformatore elevatore MT/AT, anch'esso situato all'interno della stazione di utenza. I collegamenti in MT tra l'uscita dei trasformatori BT/MT e i quadri MT, e tra questi ultimi e la stazione di utenza, sono effettuati utilizzando cavi del tipo unipolare con conduttore in alluminio di sezione pari a 630 mm<sup>2</sup>. L'isolamento è costituito da una miscela a base di polietilene reticolato o, in alternativa, da miscela elastomerica reticolata ad alto modulo a base di gomma sintetica; tuttavia, entrambi le tipologie di isolamento garantiscono una temperatura massima di esercizio del cavo sarà pari a 90°C. Infine, un cavo interrato collega il lato AT del nuovo trasformatore elevatore, mediante stallo AT isolato in aria, alla sezione a 220 kV della stazione Terna 380/220 kV di "Udine Sud". Il cavo AT è posato in nuovo cavidotto interrato che segue un tracciato interno al perimetro del sistema BESS. Tale cavidotto della lunghezza di circa 250 m è posato prevalentemente a lato della viabilità interna di sistema lungo la recinzione esterna per poi immettersi perpendicolarmente all'interno del perimetro della stazione Terna, con una sezione di scavo di circa 0,8 m di larghezza e una profondità di circa 1,60 m.



Figura 60 - Porzione del sistema BESS con i cavidotti interrati in MT (rosa e blu)

Lo schema unifilare presenta 8 linee, ognuna con una potenza massima di 25 MW, suddivise in due sottogruppi da 4 linee. Ogni sottogruppo insieme a una linea dedicata ai servizi della stazione d'utenza e ad una linea per i servizi ausiliari al sistema BESS, confluiscono in uno dei due avvolgimenti a triangolo del trasformatore. Ogni linea è provvista dei sistemi di protezione, di misurazione e di sezionamento utili al corretto funzionamento del sistema. A valle del trasformatore MT/AT è posto un misuratore necessario per la misurazione dell'energia immessa in rete ed è previsto anche un sistema di protezione di linea comandato.

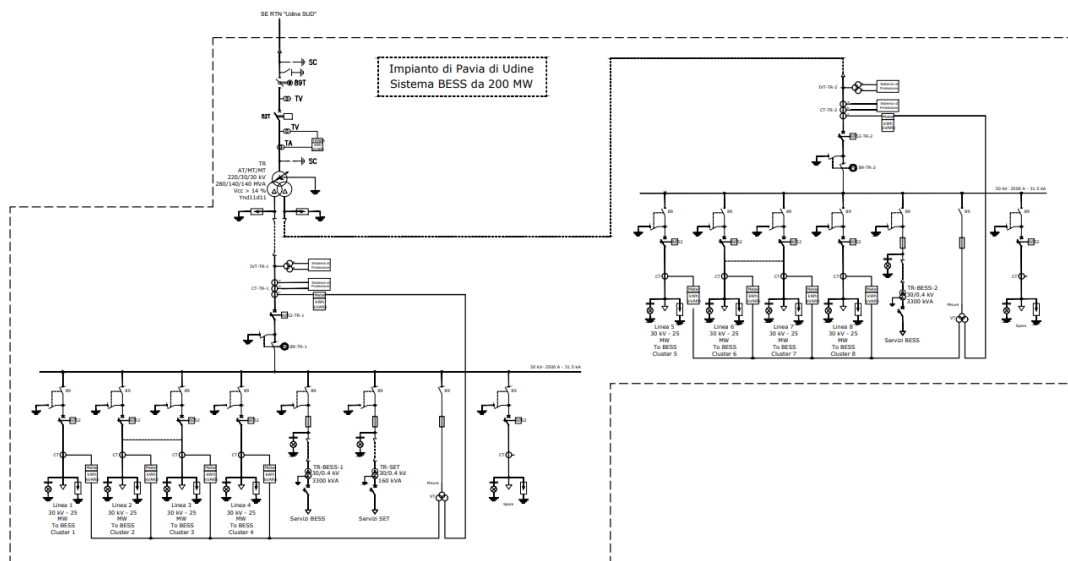


Figura 61 - Schema elettrico unifilare del sistema

### 4.3 Caratteristiche tecniche dei componenti del sistema BESS

I componenti principali del sistema BESS sono il container contenente le batterie, il BMS necessario a garantire la sicurezza e l'affidabilità delle batterie durante il funzionamento, i PCS per la trasformazione BT/MT e il trasformatore elevatore MT/AT.

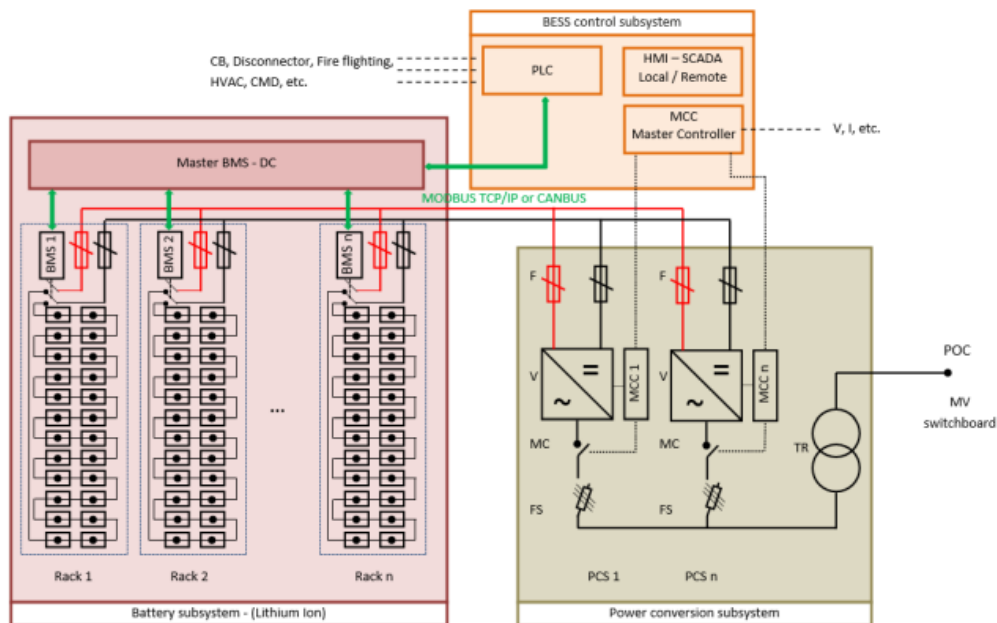


Figura 62 - Architettura generica di un sistema BESS [55]

### 4.3.1 Battery Container

Nel Battery Container vengono alloggiate le batterie a celle secondarie, agli ioni di litio ed assemblate in 2 stringhe da 52 batterie collegate in serie che sono installate in parallelo per formare i moduli; a sua volta, questi sono collegati in stringhe di moduli in serie e vengono alloggiati in strutture di montaggio a rack. I rack di batterie sono collegati in parallelo per soddisfare la capacità di energia nominale pari a 3,72 MWh e sono disposti all'interno del container batterie CATL.



Figura 63 - Cella, modulo e container [56]

La struttura dei container è di tipo autoportante metallica, per posa esterna, costruita in profilati e pannelli coibentati. La struttura dei container è realizzata in metallo autoportante ed è concepita per l'esterno. Vengono utilizzati profilati e pannelli coibentati. Questa progettazione consente di trasportare e installare l'intero sistema senza la necessità di smontare i diversi componenti del container, ad eccezione dei moduli batteria che potrebbero essere smontati e trasportati separatamente in caso di necessità. Le dimensioni del container sono 2,462 (W)\*6,058 (D)\*2,896 (H) m ed hanno un peso di circa 35 tonnellate. Ogni container è dotato di sensori ambientali, tra cui quelli per la temperatura e l'umidità, al fine di monitorare costantemente le condizioni interne. Se richiesto, all'interno dei container è presente un sistema di condizionamento e ventilazione per garantire le condizioni ambientali ottimali per il corretto funzionamento dei vari componenti ed è presente anche un sistema di raffreddamento a liquido. Per prevenire incidenti o situazioni di emergenza, la temperatura interna del container è monitorata tramite termocoppie, in particolare per il rilevamento di possibili residui di incendio. Il grado di protezione dei container è IP55, il che significa che sono protetti dall'ingresso di polvere e da getti d'acqua provenienti da diverse direzioni ottenendo così un ambiente sicuro e protetto per il sistema di accumulo dell'energia.

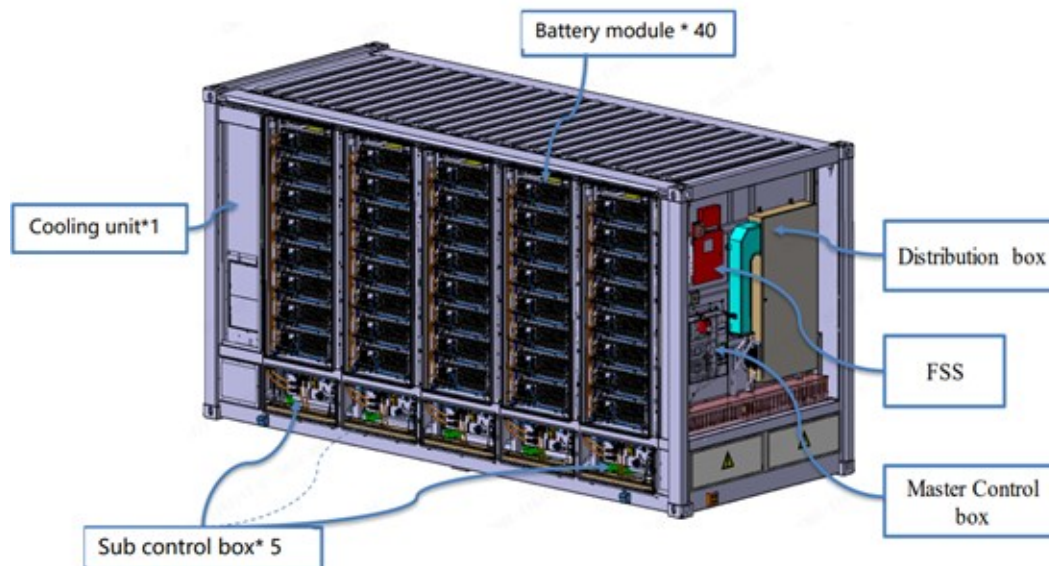


Figura 64 - Spaccato del container CATL [56]

Tabella 2 - Specifiche tecniche container CATL

#	Caratteristica	Valore
1	Energia nominale (MWh)	3,72
2	Capacità cella (Ah)	LFP-280
3	Tensione nominale (V)	1331/1500
4	Dimensioni (m)	2,462(W)*6,058(D)*2,896(H)
5	Peso (T)	35
6	Metodo di raffreddamento	Liquid cooling
7	Colore	RAL7035
8	Grado di protezione	IP55

### 4.3.2 Battery Management System

All'interno del sottosistema batteria è presente un BMS le cui funzioni sono monitorare, proteggere e mantenere la sicurezza e il funzionamento ottimale dei moduli batterie. Il BMS è tipicamente costruito con una struttura gerarchica basata sul BMS modulo batteria, BMS stringa batteria e BMS sistema batteria.

Il BMS di modulo batteria, tipicamente integrato nel modulo batteria, ha le funzioni di monitoraggio delle tensioni e delle temperature delle celle. In particolare, vengono misurate almeno due temperature in due diverse aree del modulo, tensione e corrente del modulo, resistenza di isolamento elettrico del modulo e stato di connessione del modulo. Oltre ciò, viene valutato il bilanciamento della tensione delle celle all'interno del modulo, lo SoC del modulo e la protezione delle celle e del modulo da sovratensione/sottotensione, sovracorrente, corrente di cortocircuito e sovratemperatura. Il BMS di modulo, in aggiunta, garantisce la comunicazione con sistemi esterni, in particolare il BMS stringa, tramite un protocollo standard tipicamente CAN-bus per inviare tutti i dati monitorati e lo stato del contattore del modulo e ricevere istruzioni.

Il BMS di stringa o "rack" è abbinato al BMS di sistema ed ha il compito di monitorare la tensione e la corrente di stringa delle batterie, le temperature dei rack delle batterie, di calcolare SoC dei moduli batteria e stato di connessione del rack. Inoltre, bilancia i moduli batteria all'interno del rack, protegge i rack batteria da sovratensione/sottotensione, sovracorrente, corrente di cortocircuito, sovratemperatura e comunica con sistemi esterni in particolare i BMS dei moduli e il BMS del sistema.

Infine, il BMS di sistema include, tra i suoi compiti, il monitoraggio della tensione del sistema, corrente del sistema, tensioni dei rack, correnti dei rack, temperature dei rack,

SOC dei rack e temperatura ambiente nei container; il calcolo del SoC del sistema batteria, efficienza e durata/cicli residui, la protezione del sistema batteria da sovratensione/sottotensione, sovracorrente, corrente di cortocircuito e sovratemperatura; la comunicazione con sistemi esterni in particolare il rack BMS e il PCS tramite un protocollo standard: Modbus RTU, Modbus TCP o protocollo 61850. Il BMS di sistema include anche un sistema di monitoraggio/allarme per rilevare e notificare tempestivamente condizioni anomale dei moduli batteria. Il BMS di sistema è progettato in modo che le stringhe di batterie e i moduli siano scollegati in caso di malfunzionamenti, perdita di alimentazione ausiliaria ed errori di misurazione. I protocolli di comunicazione tra il BMS e gli altri sottosistemi del BESS sono aperti, cioè, sviluppati e gestiti da un ente indipendente rispetto ai diversi costruttori e permette di avere un approccio di interconnessione dei dispositivi il più immediato possibile.

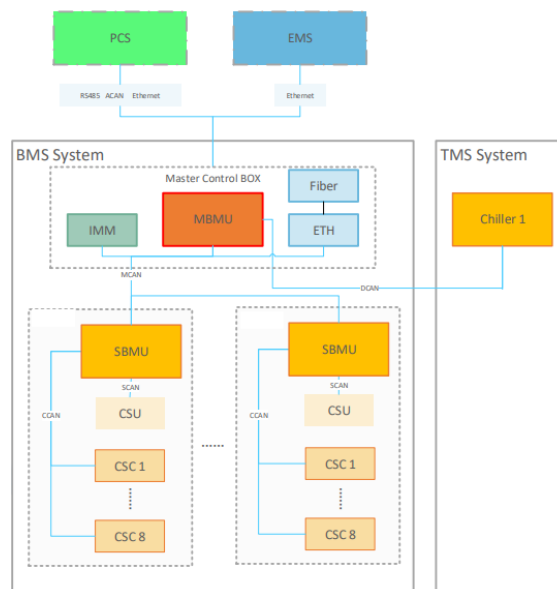


Figura 65 - Sistema BMS e connessione con gli altri componenti [56]

### 4.3.3 Power Conversion System

I PCS, noti come sistemi di conversione di potenza bidirezionali, sono costituiti da convertitori di potenza che possono operare in entrambe le direzioni e saranno collegati alla rete elettrica. Questi convertitori, denominati "Grid Connected Power Converters" (GCPC), sono collegati ai quadri a bassa tensione mediante cavi e interruttori automatici. I PCS sono in grado di integrare trasformatori per la conversione tra bassa e media tensione, sistemi di controllo, apparecchiature e protezioni. Questo insieme di

componenti garantisce il corretto funzionamento dei singoli moduli di conversione di potenza e li mette in sicurezza in caso di guasti interni o esterni. Le principali funzioni del sistema di controllo dei PCS includono la gestione delle operazioni di carica e scarica delle batterie, il controllo dei blocchi e degli interblocchi delle batterie e la protezione sia delle batterie stesse che dei convertitori. Ciascun convertitore di potenza bidirezionale collegato alla rete è tipicamente composto da una o più interfacce d'ingresso per la tensione continua (DC), un convertitore di potenza bidirezionale DC/DC, un convertitore bidirezionale DC/AC a quattro quadranti trifase e un'interfaccia di uscita per la tensione alternata (AC) trifase. I GCPC vengono alloggiati in contenitori standard ISO o in armadi personalizzati per agevolare l'installazione. È importante notare che le uscite di tensione alternata (AC) dei GCPC non supereranno mai i 1000 V. Ogni interfaccia d'ingresso dei GCPC è dotata di un interruttore automatico che offre protezione in situazioni di carico elevato con un proprio sistema di protezione integrato. In situazioni d'emergenza o di funzionamento anomalo, i GCPC vengono messi in uno stato di sicurezza per proteggere sia il personale che i componenti. Inoltre, questi sistemi sono in grado di sincronizzarsi con la rete AC e di fornire potenza attiva e reattiva in base alle richieste delle diverse modalità operative e alle informazioni sulla potenza attiva e reattiva fornite dal sistema di monitoraggio dell'energia.

#### **4.3.4 Trasformatore MT/AT**

Il trasformatore MT/AT, posizionato all'interno della stazione d'utenza collocata in posizione centrale all'interno dell'area BESS, permette il collegamento del sistema BESS alla RNT nel punto di connessione stabilito. Nel lato Media Tensione il trasformatore elevatore è collegato alle 8 cabine d'sistema a 30 kV, mentre lato Alta Tensione è connesso alla sbarra a 220 kV nello stallo della stazione Terna di "Udine Sud". Il trasformatore presenta una configurazione a tre avvolgimenti AT/MT/MT 220/30/30 kV con una potenza nominale 280/140/140 MVA. Gli avvolgimenti sono costituiti da bobine solenoidali intere, di solito a più strati disposti in modo coassiale in direzione radiale, specialmente per la parte ad "alta tensione"; oppure, possono essere costituiti da bobine parziali a più strati anch'esse coassiali e sovrapposte in direzione assiale ed eventualmente dotate di canali di raffreddamento. Su ciascuna colonna del circuito magnetico è avvolta la bobina del primario e quella del secondario. L'avvolgimento a bassa tensione è



posizionato più internamente, cioè più vicino alla colonna al fine di ridurre i problemi di isolamento degli avvolgimenti verso massa. L'avvolgimento primario, insieme delle bobine primarie delle tre fasi, è collegato in configurazione a stella con neutro dato che la linea di alimentazione è a quattro fili, cioè trifase con neutro. Il collegamento a stella con neutro, per il lato ad alta tensione, viene individuato dalla lettera  $Y_N$ . L'avvolgimento secondario, invece, è collegato a triangolo ed è indicato, per il lato bassa tensione, dalla lettera d [57].

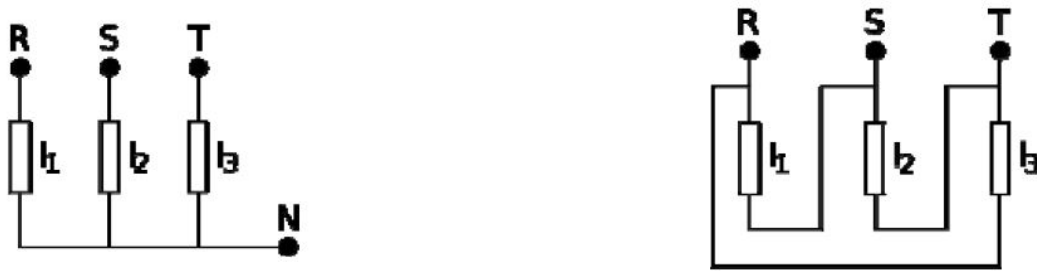


Figura 66 - Connessione a stella con neutro e a triangolo [58]

Il collegamento di un trasformatore è definito dal gruppo angolare che comprende due elementi chiave. Il primo è la sigla letterale che identifica il tipo di connessione degli avvolgimenti primari e secondari, il secondo è l'indice numerico che rappresenta il multiplo di  $30^\circ$  di cui la terna delle tensioni secondarie ritarda, ovvero è ruotata in verso orario, rispetto alla terna corrispondente delle tensioni primarie. In altre parole, il gruppo angolare descrive la configurazione delle tensioni del trasformatore specificando sia il tipo di connessione che la fase relativa tra le tensioni primarie e secondarie [59]. Il trasformatore presenta un gruppo angolare  $Y_n d11 d11$ , ovvero ha una connessione stella-triangolo-triangolo con uno sfasamento tra tensioni primarie e secondarie di  $330^\circ$ .

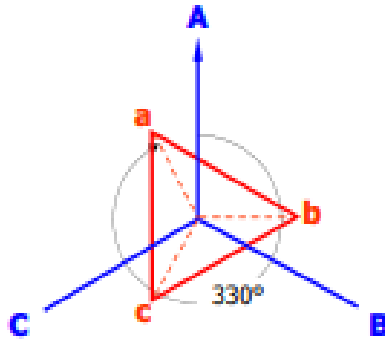


Figura 67 - Rappresentazione del gruppo angolare Yd11d11 [59]

Il trasformatore, infine, è caratterizzato dalla tensione di cortocircuito espressa in percentuale e riferita a uno dei suoi avvolgimenti. Questo valore rappresenta il rapporto tra la tensione di cortocircuito necessaria da applicare a tale avvolgimento, mentre l'altro avvolgimento è collegato in cortocircuito in modo che la corrente nominale scorra in entrambi gli avvolgimenti rispetto alla tensione nominale dell'avvolgimento di riferimento [59]. Tale valore deve essere maggiore del 14%.

$$v_{cc} \% = \frac{V_{cc1}}{V_{1n}} \cdot 100 = \frac{V_{cc2}}{V_{2n}} \cdot 100 > 14\% \quad (13)$$

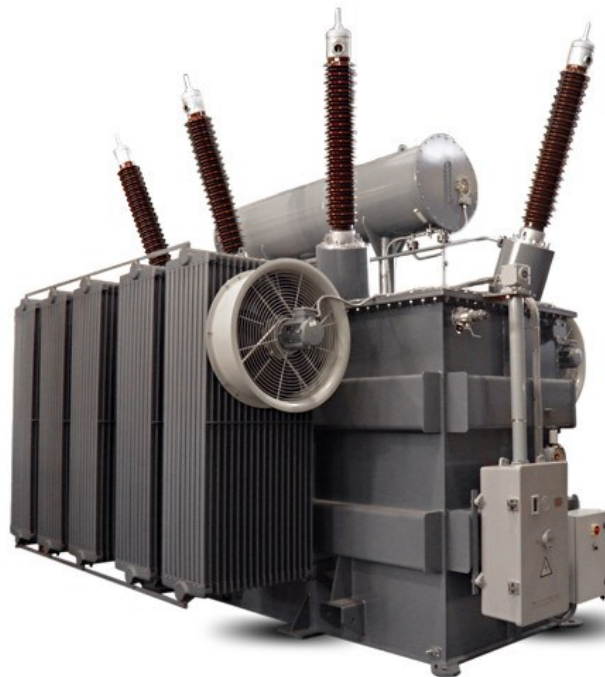


Figura 68 - Trasformatore di potenza MT/AT [60]

## 4.4 Sistema Antincendio

Il sistema di protezione antincendio del sistema è progettato in modo che un eventuale incendio in una delle apparecchiature non possa diffondersi ad altri componenti o alle strutture circostanti rispettando le distanze di sicurezza necessarie. Sono adottate misure preventive, protettive e gestionali adeguate a garantire la sicurezza degli impianti tecnologici e di servizio in base alle esigenze dell'attività. Inoltre, tutti i sistemi di controllo sono alimentati dai sistemi “Uninterruptible Power Supply” (UPS) per garantire la continuità operativa. Le aree del parco batterie saranno accessibili sia per veicoli che per pedoni e tali accessi sono conformi ai requisiti minimi richiesti per consentire l'ingresso ai mezzi di soccorso dei Vigili del Fuoco. La viabilità interna del parco batterie è stata progettata in modo da assicurare l'accesso agevole dei mezzi di soccorso. Le dimensioni minime per l'accesso sono mantenute anche nelle vie interne e nelle aree di manovra.

Tutti gli involucri batterie, convertitori e quadri elettrici sono dotati di rivelatori di incendio e i container delle batterie sono equipaggiati con sistemi di estinzione specifici per le apparecchiature al loro interno. Sono posizionati estintori portatili e carrellati nelle vicinanze dei moduli batterie, convertitori di frequenza e quadri elettrici. Le segnalazioni provenienti dal sistema antincendio sono integrate nel sistema di allarme antincendio esistente nella centrale. I container che ospitano il sottosistema batteria sono equipaggiati con un sistema di rilevazione ed estinzione incendi conforme alle normative nazionali e internazionali. Questo sistema include rivelatori d'incendio, rivelatori di gas, rivelatori termici/fuga termica, rivelatori di fumo, avvisatori acustici, luci di emergenza e dispositivi per l'estinzione degli incendi. Il sistema monitora le condizioni ambientali all'interno del container e, se rileva fumo, temperature anomale o altre anomalie attiva avvisi visivi e acustici all'interno e all'esterno del container, accende le luci di emergenza, si coordina con il sistema HVAC e attiva i dispositivi di protezione ed estinzione. Il fluido estinguente utilizzato è a bassa tossicità per le persone. Inoltre, il sistema di rilevamento ed estinzione incendi è dotato di un'interfaccia di comunicazione per segnalare lo stato e la disponibilità del sistema, nonché per trasmettere messaggi o allarmi. Per i contenitori che non ospitano il sottosistema batteria, sono posizionati estintori ad anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) vicino alle porte di accesso con segnaletica appropriata.

## **4.5 Sistema ausiliari**

L'sistema BESS è dotato di un sistema di distribuzione in bassa tensione a 400 V trifase quattro fili con l'obiettivo di fornire energia ai dispositivi ausiliari. In generale, i carichi saranno categorizzati come segue: servizi non critici, carichi essenziali e carichi vitali. Il sistema di distribuzione a bassa tensione comprende uno o più quadri BT principali insieme a un numero adeguato di quadri BT secondari che sono organizzati in modo ottimale in base alle funzioni, alle diverse condizioni operative e alle varie esigenze di manutenzione degli utenti. Nel caso di un'interruzione totale dell'alimentazione elettrica, i carichi vitali del BESS vengono automaticamente trasferiti a una rete di emergenza che consente una chiusura sicura del sistema BESS. In fase di progettazione sono stati pianificati anche i servizi di sorveglianza e d'illuminazione.

### **4.5.1 Sorveglianza**

L'accesso all'area recintata è vigilato automaticamente mediante un sistema integrato di protezione contro l'intrusione composto da telecamere di sorveglianza a visione diurna e notturna dotate di illuminatori a infrarossi, posizionate ad intervalli di circa 25 metri. Un cavo alfa con anime magnetiche, connesso a sensori microfonici, fissato alla recinzione a media altezza e collegato a una centralina d'allarme ubicata in una cabina, delle barriere a microonde collocate nelle vicinanze della muratura della stazione e del cancello d'ingresso, un badge di sicurezza con tastierino per consentire l'accesso ai fabbricati e ai contenitori e una centralina di sicurezza integrata installata nella stazione di utenza.

I dispositivi di sorveglianza funzionano in modo integrato. Il cavo alfa è in grado di rilevare le vibrazioni trasmesse alla recinzione esterna in caso di tentativo di superamento o danneggiamento. Le barriere a microonde rilevano gli accessi non autorizzati nel caso di superamento o effrazione delle aree del cancello e/o della stazione. Le telecamere sono in grado di registrare oggetti in movimento all'interno dell'area del sistema, anche durante la notte, e la centralina conserva queste registrazioni. I badge impediscono l'accesso non autorizzato alla stazione elettrica, ai container e alla centralina di controllo. In caso di rilevamento di un'intrusione da parte di qualsiasi sensore nel campo, la centralina di controllo, collegata a tutti i suddetti sistemi, invia una chiamata alla stazione di polizia più vicina e al responsabile del sistema tramite un dispositivo telefonico automatico e una

trasmissione tramite antenna. Inoltre, l'area viene automaticamente illuminata dai proiettori quando si verifica l'intrusione di notte.

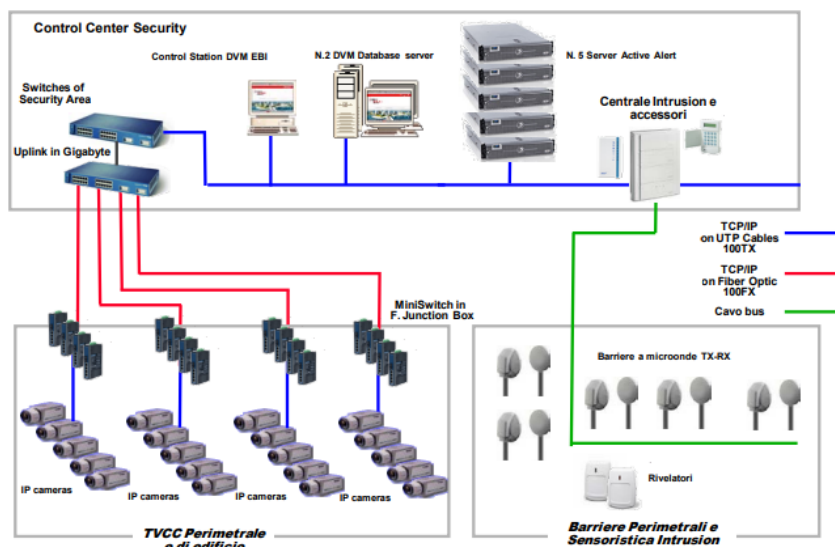


Figura 69 - Schema a blocchi sistema antintrusione

## 4.5.2 Illuminazione

Il sistema di illuminazione è costituito da due sistemi distinti: l'illuminazione perimetrale e l'illuminazione esterna del sistema.

L'illuminazione perimetrale è progettata per supportare la videosorveglianza e consiste in apparecchiature con grado di protezione IP65, ovvero completamente protette contro la polvere e contro gli spruzzi d'acqua da qualsiasi direzione dotate di doppio isolamento elettrico per proteggerle da eventuali scosse elettriche o contatti accidentali con parti conduttive e sono equipaggiate con lampade a LED da 79 W. Queste apparecchiature sono collocate in prossimità delle telecamere, generalmente sulla parte superiore dei pali. Inoltre, le morsettiere alle quali vengono collegati i cavi rispettano anch'essi il doppio isolamento elettrico e, se i pali utilizzati sono di materiale metallico, non sono collegati a terra.

L'illuminazione esterna del sistema è costituita da 24 lampade a LED del tipo LITIO-POWERLED con alloggiamento in alluminio pressofuso dotato di alettature per il raffreddamento. La funzione principale di questo sistema è quello di illuminare le aree di manovra e di sosta all'interno del sistema.

# Capitolo 5

## Modello per la gestione del BESS

Il sistema BESS lavora in parallelo alla rete e permette l'accumulo di energia elettrica prodotta dalle tecnologie principalmente non programmabili (es. rinnovabili). L'obiettivo principale dell'installazione di questi sistemi del sistema è quello di sfruttare la loro capacità di migliorare la rete elettrica attraverso la regolazione della tensione e la gestione più efficiente della produzione di energia da fonti rinnovabili esistenti. In generale, i servizi offerti da un sistema di accumulo dell'energia possono essere suddivisi in i) servizi di potenza e ii) servizi di energia. I primi si concentrano sulla capacità del sistema di accumulo dell'energia di gestire la potenza, la sua reattività e i benefici che apporta al sistema elettrico al quale è collegato in termini di scambio di potenza. D'altra parte, i servizi di energia sono legati agli aspetti energetici e riguardano lo scambio di potenza su periodi di tempo più lunghi rispetto ai primi. In questa trattazione si è scelto di gestire il sistema BESS in modo tale da garantire servizi di potenza alla rete elettrica cercando di gestire il funzionamento dei pacchi batterie per ridurre la degradazione. La modellazione della gestione di tale sistema BESS è stata realizzata in ambiente Python mediante lo sviluppo di un codice "homemade".

### 5.1 Gestione dell'operatività del BESS

In base a quanto spiegato nell'introduzione di questo capitolo, il BESS deve garantire il servizio di potenza alla rete elettrica e, come modalità operativa, si è deciso di fargli fornire un servizio di "price arbitrage", ovvero garantire che l'energia venga immagazzinata nelle batterie nei periodi di prezzo basso e rilasciata nei periodi di prezzo alto. Nel mercato energetico il "price arbitrage" può offrire flessibilità alla rete attraverso vari meccanismi. In primo luogo, questo contribuisce a stabilizzare l'equilibrio tra domanda/offerta dell'energia elettrica poiché permette di accumulare quest'ultima quando vi è un surplus di produzione e i prezzi di acquisto sono bassi, per poi essere rilasciata quando la richiesta di energia dagli utenti finali è elevata come anche i prezzi. Inoltre, il "price arbitrage" aiuta anche a mitigare le fluttuazioni dei prezzi dell'energia, contribuendo a mantenere i costi energetici più prevedibili per i consumatori, oltre che

gestire meglio l'energia prodotta da fonti rinnovabili come il sole e il vento che sono intrinsecamente variabili.

Per garantire il servizio di “price arbitrage”, le batterie sono gestite sulla base dell’andamento orario del Prezzo Unico Nazionale (PUN) ricavabile dai dati forniti dal Gestore dei Mercati Energetici (GME). In questa trattazione, per simulare la gestione del sistema BESS, si è scelto di analizzare e utilizzare i valori di PUN del quindicesimo giorno di ogni mese dell’anno 2022. Tabella 3 riporta i valori medi, massimi e minimi del PUN per ogni mese. Il valore massimo di PUN per l’anno 2022 è stato di 590 €/MWh nel mese di agosto, mentre il valore minimo è stato registrato nel mese di ottobre pari a 132,64 €/MWh.

Tabella 3 - Sintesi mensile anno 2022 (15° giorno di ogni mese)

periodo	prezzo d'acquisto. PUN (€/MWh)		
	media	max	min
gennaio	218,63	267,03	190,55
febbraio	210,20	262,88	174,02
marzo	301,28	410,00	266,68
aprile	245,35	313,00	194,59
maggio	217,56	294,00	170,40
giugno	249,95	326,34	202,39
luglio	438,61	500,00	389,21
agosto	463,04	590,00	378,62
settembre	447,80	550,00	324,92
ottobre	214,02	360,00	132,64
novembre	253,02	340,00	179,68
dicembre	375,59	482,81	274,14

Il PUN è la media dei prezzi zionali ponderata sulle quantità acquistate nelle diverse zone. I prezzi zionali rappresentano il punto in cui la prevista domanda di energia (MWh) per ogni zona si incontra con l'offerta di questa (€/MWh) fornita dal parco centrali. Questa offerta di energia, che rappresenta il costo marginale di produzione di un MWh, comprende costi fissi come ammortamento, personale e manutenzione fissa; costi operativi come il costo del combustibile consumato e la manutenzione variabile; e il margine o guadagno economico dei produttori di energia. La curva dell’offerta è pressoché costante perché riflette il costo marginale della produzione del MWh, mentre i fattori che influenzano la variabilità del PUN sono la variazione della produzione da fonti rinnovabili a costo marginale nullo; la maggior o minor domanda di energia dovuta a una

variazione dei consumi; e l'aumento o la diminuzione degli autoconsumi che provocano una variabilità sia lato produzione che lato domanda [61].

L'andamento del PUN è variabile di anno in anno; infatti, negli ultimi due anni si è verificata una crescita esponenziale del PUN rispetto ad una tendenza in decrescita negli anni precedenti a causa della pandemia di Covid-19 e della guerra Ucraina-Russia come si nota dalla Figura 17. Il PUN varia non solo di anno in anno, ma anche giornalmente di ora in ora. L'andamento fluttuante del PUN dipende principalmente dall'utilizzo di fonti energetiche non programmabili che, a causa della loro aleatorietà, producono variazioni sia dal lato domanda che dal lato produzione di energia.

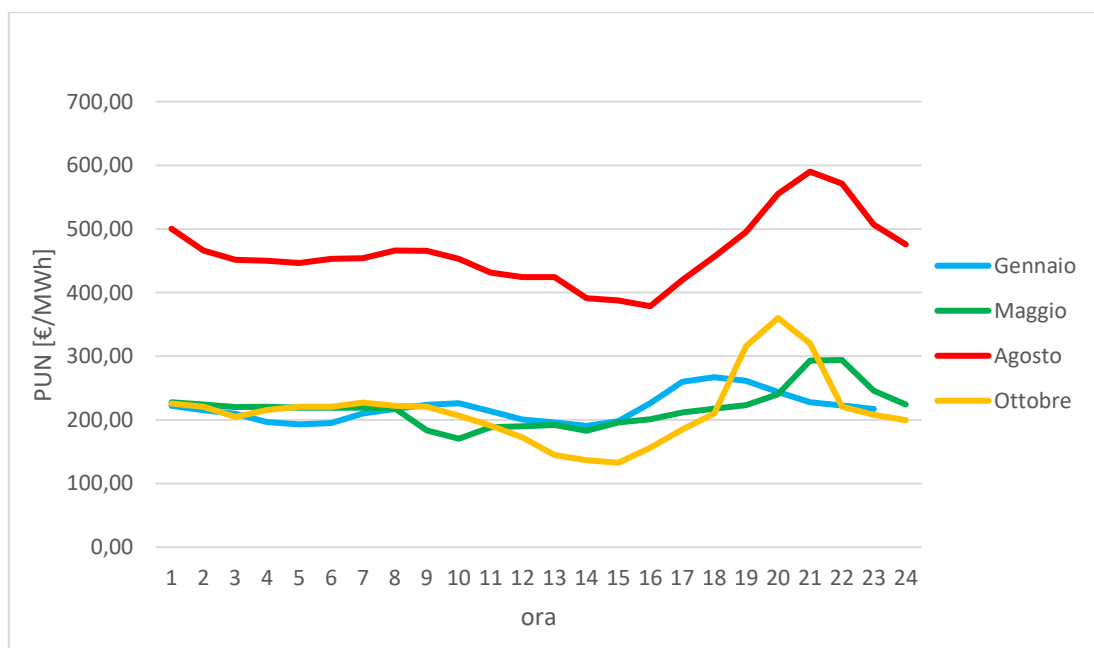


Figura 70 - Grafico dell'andamento giornaliero del PUN in diversi mesi dell'anno 2022 (15° giorno di ogni mese)

In Figura 70 sono rappresentate le curve dell'andamento del PUN giornaliero (15° giorno di ogni mese) per quattro mesi, uno per stagione, dell'anno. I mesi di agosto e ottobre sono stati scelti perché si verificava rispettivamente il picco massimo e minimo di PUN; mentre, i mesi di gennaio e maggio sono stati scelti perché avevano una media giornaliera del PUN simile seppur i valori di picco erano differenti.

In passato le curve del PUN presentavano picchi elevati durante la fascia giornaliera, mentre nella fascia notturna si registravano i valori minori. Come si evince da Figura 70, oggi l'andamento giornaliero del PUN presenta il picco massimo, solitamente nella fascia serale, indipendentemente dal mese considerato. Il picco serale è dovuto alla mancanza



di produzione della generazione non programmabile, in particolare degli impianti fotovoltaici. Si noti infatti come il picco nei mesi invernali e autunnali, dove le ore di luce sono minori, il picco è spostato verso sinistra, ovvero intorno alle ore 19, rispetto ai mesi estivi e primaverili che si presenta intorno alle ore 21. Inoltre, grazie alla produzione da fonti rinnovabili che hanno un costo marginale nullo, il PUN presenta maggiormente i valori minimi nella fascia giornaliera, precisamente nel primo pomeriggio. Tuttavia, in alcuni mesi dell'anno, soprattutto quelli invernali, il PUN ha i valori minimi nella fascia notturna in seguito a una diminuzione dei consumi.

La gestione del sistema BESS prevede di determinare quando e per quanto tempo caricare e scaricare alla massima capacità i pacchi batteria contenuti in ogni container cercando di massimizzare il guadagno economico. Nel Nord Italia, in base alle esigenze della rete che non riesce ad accettare una potenza di immissione troppo elevata non essendo predisposta per il flusso bidirezionale, la massima durata di una carica/scarica è di 4h; perciò, in questa trattazione, essendo l'area del sistema collocata a Pavia di Udine (UD), sarà sufficiente verificare gli scenari di utilizzo fino a 4h di carica/scarica.

La capacità di una batteria, ovvero l'energia immagazzinata nella batteria durante la fase di carica o rilasciata durante la scarica,  $C_{c/d}$  [Wh], è data dal prodotto tra la potenza di carica/scarica,  $P_{c/d}$  [W] e il tempo di carica/scarica,  $t_{c/d}$  [h]:

$$C_{c/d} = P_{c/d} \cdot t_{c/d} \quad (14)$$

Per gli impianti BESS di taglia elevata, come l'sistema oggetto di questa trattazione, non è necessario lavorare con C-rate elevati; per questo motivo, sono stati analizzati quattro differenti scenari lavorando con C-rate pari a 1C, 0,5C, 0,33C o 0,25C. Dal momento che il C-rate è esprimibile come rapporto tra la potenza e l'energia, mantenendo costante l'energia, si ha che al diminuire del C-rate diminuisce anche la potenza di carica/scarica mentre aumentano le ore di carica/scarica. Ad esempio, lavorare a 1C significa caricare o scaricare alla potenza nominale per 1h di carica/scarica, mentre 0,5C ci permette di lavorare al 50% della potenza nominale per 2h.

La seguente trattazione permette di analizzare l'andamento del guadagno economico (G) al variare delle ore di carica/scarica per un determinato mese. Inoltre, impostate le ore di carica/scarica, è possibile determinare in che momento si ha la fase di carica o di scarica. La fase di carica avviene prima della fase di scarica e, qualora si abbiano più ore di

carica/scarica, queste devono essere adiacenti. Determinate le combinazioni che massimizzano e minimizzano il PUN, è possibile determinare il guadagno economico giornaliero di ogni mese. Il guadagno economico, espresso in €, per ogni singolo container può essere ricavato attraverso l'equazione:

$$G = \left( \left( \sum_0^{t_{c/d}} h \cdot PUN \right)_{max} - \left( \sum_0^{t_{c/d}} h \cdot PUN \right)_{min} \right) \cdot P_{c/d} \quad (15)$$

Il guadagno economico è dato dal prodotto di due termini: il primo termine rappresenta la differenza tra la sommatoria del PUN nella fase di scarica, cioè quello che viene risparmiato, e la sommatoria del PUN orario nella fase di carica, ossia quello che viene speso. Il coefficiente moltiplicativo  $h$  rappresenta la fascia oraria, pari ad un'ora, che permette di esprimere il PUN in €/MW. Il secondo termine è la potenza di carica/scarica in MW è il rapporto tra la capacità nominale e il tempo di carica/scarica. Al variare del C-rate si avrà una variazione della potenza di carica/scarica.

$$P_{c/d} = \frac{C_{nom}}{t_{c/d}} \quad (16)$$

Massimizzare il guadagno economicodell'intero sistema BESS permette all'azienda di avere tempi di ritorno dell'investimento iniziale, Pay-back Period (PBP), più brevi. Infatti, il PBP è il rapporto tra il costo dell'investimento [€] e il flusso di cassa medio annuo [€/anno], che per semplicità, in questa trattazione è stato valutato pari al guadagno economico al netto dei costi di manutenzione e gestione (O&M).

$$PBP = \frac{C_{investimento}}{FC_{medio\_annuo}} \quad (17)$$

## 5.2 SoH e la degradazione delle batterie

L'indice che permette di valutare la degradazione delle batterie è lo SoH. Non esistendo una formulazione esatta dello SoH, questo viene indicato generalmente come il rapporto tra la capacità attuale della batteria, ad un certo numero di cicli, e quella iniziale.

$$SoH = \frac{C_{att}}{C_{nom}} \cdot 100 (\%) \quad (18)$$

Convenzionalmente si assume uno SoH al 100% per indicare che una batteria è nuova, mentre quando raggiunge l'80% della sua capacità iniziale viene considerata a fine vita. Tuttavia, recentemente la percentuale a cui si considera una batteria in fine vita sta diminuendo grazie ai miglioramenti nella tecnologia delle batterie. La principale sfida nella valutazione dello SoH deriva dalla complessità delle batterie al litio che sono sistemi elettrochimici complessi, e il processo di invecchiamento è difficile da analizzare in modo dettagliato.

I meccanismi d'invecchiamento che si verificano nell'anodo e nel catodo delle batterie sono diversi. L'anodo è la principale causa dell'invecchiamento a causa della formazione di un'interfaccia solida che ne aumenta in modo significativo l'impedenza. Questa interfaccia solida è costituita da metallo di litio che si deposita sull'anodo occupando i siti normalmente destinati al carbonio, comportando una riduzione della capacità della batteria, una perdita di litio ciclabile e un aumento dell'impedenza. La formazione di questa interfaccia sull'anodo avviene più rapidamente durante le ricariche ad alte temperature o con elevate correnti. In generale, i fenomeni che causano l'invecchiamento di una batteria e la perdita di capacità includono cambiamenti strutturali e reazioni chimiche che modificano la composizione chimica della batteria. Non solo l'invecchiamento avviene naturalmente, ma può anche essere causato da eventi accidentali come shock meccanici che interrompono il contatto tra gli elettrodi e i materiali attivi. Tutto questo rende estremamente complesso stimare il SoH delle batterie ed è ancora oggetto di approfondite ricerche scientifiche [62].

Per un'analisi preliminare della degradazione delle batterie presenti all'interno del sistema BESS in esame si è determinato l'andamento dello SoH della cella elementare. L'andamento dello SoH della cella elementare agli ioni di litio può essere ricavato partendo da dati ricavati in [63] adattandoli al caso studio oggetto di questa trattazione, essendo costituiti dagli stessi materiali. In particolare, l'andamento dello SoH della cella elementare delle batterie del sistema BESS in esame non è disponibile in quanto la casa produttrice non li ha forniti per motivi di privacy aziendale. I dati tecnici a disposizione della cella elementare del sistema BESS sono riassunti in Tabella 4.

Tabella 4 - Dati tecnici cella elementare CATL

#	Caratteristica	Valore
1	Energia nominale (kWh)	0,890
2	Capacità (Ah)	280
3	Tensione nominale (V)	3,2
4	Range di tensione (V)	2,5 ~ 3,65
4	Dimensioni (mm)	173,9(W)*207,2(D)*71,7(H)
5	Peso (Kg)	5,36 ± 0,30

## 5.3 Modellazione in Python

La gestione dell'operatività delle batterie è stata sviluppata attraverso un codice "homemade" in ambiente Python (vedere Appendice), strutturato in due parti.

La prima parte permette di determinare e visualizzare graficamente l'andamento del guadagno economico, del singolo container, al variare delle ore di carica/scarica per un giorno del mese di luglio. Il mese scelto è stato quello di luglio perché rispetta il vincolo che la carica avvenga prima della scarica fino a una durata di carica/scarica pari a 8h, così da garantire una curva dell'andamento continua. Le fasi in cui è possibile schematizzare la prima parte di codice sono le seguenti:

1. Creazione di un "dataframe" partendo da un file Excel contenente i valori del PUN per il mese di luglio;
2. "Ciclo" for necessario a iterare le ore di carica/scarica;
3. Determinazione del valore massimo e minimo della sommatoria del PUN attraverso una funzione che permette di realizzare una somma mobile per un numero di valori pari alle ore di carica/scarica;
4. Determinazione del guadagno economico utilizzando l'Eq. (15) al verificarsi della condizione che la fase di carica avvenga prima della scarica (vincolo imposto);
5. Creazione del grafico che rappresenta l'andamento del guadagno economico al variare delle ore di carica/scarica per un singolo container.

La seconda parte, invece, permette di analizzare e visualizzare graficamente il guadagno economico giornaliero per i differenti mesi dell'anno per un determinato valore di carica/scarica; inoltre, questa permette di rappresentare visivamente anche l'inizio e la durata delle fasi di carica e scarica per i diversi mesi dell'anno. Le fasi necessarie alla realizzazione della seconda parte sono le seguenti:

1. Creazione di una lista di "dataframe" partendo da un file Excel contenente i valori del PUN per ogni mese;
2. Inserimento delle ore di carica/scarica;
3. "Ciclo for" che itera per i diversi mesi dell'anno;
4. Determinazione del valore massimo e minimo della sommatoria del PUN attraverso una funzione che permette di realizzare una somma mobile per un numero di valori pari alle ore di carica/scarica;
5. Determinazione del guadagno economico giornaliero dell'intero sistema al verificarsi della condizione che la fase di carica avvenga prima della scarica (vincolo imposto);
6. Creazione di un istogramma a barre verticali che rappresenta il guadagno economico giornaliero dell'intero sistema per i diversi mesi dell'anno;
7. Creazione di un istogramma a barre orizzontali che rappresenta l'inizio e la durata della carica e della scarica.

## Capitolo 6

# Analisi tecnica ed economica del sistema BESS

I risultati dell'analisi numerica permettono di valutare la gestione ottimale del sistema BESS utilizzando l'approccio del "price arbitrage" sulla rete elettrica. La gestione ottimale del sistema prevede la massimizzazione del guadagno economico dal sistema BESS. Tuttavia, il guadagno economico non è l'unico parametro da valutare in quanto bisogna scegliere la soluzione che, oltre a garantire la massimizzazione di questo parametro, non deve provocare una degradazione repentina delle batterie. Di conseguenza, si tratta di un'ottimizzazione bi-obiettivo.

### 6.1 Valutazione gestionale del sistema BESS

La valutazione gestionale del sistema permette di stabilire come utilizzare l'sistema BESS, ovvero identificare le fasi di carica e scarica in modo tale da ottimizzare il guadagno economico. In primo luogo, il primo risultato che possiamo analizzare è l'andamento del guadagno economico giornaliero, di un singolo container, al variare delle ore di carica/scarica. L'andamento del guadagno economico mostra una curva che decresce all'aumentare delle ore di carica. La diminuzione del guadagno economico è dovuta al fatto che, all'aumentare delle ore di carica/scarica, diminuisce la potenza di carica/scarica come si può evincere dall' Eq. (16).

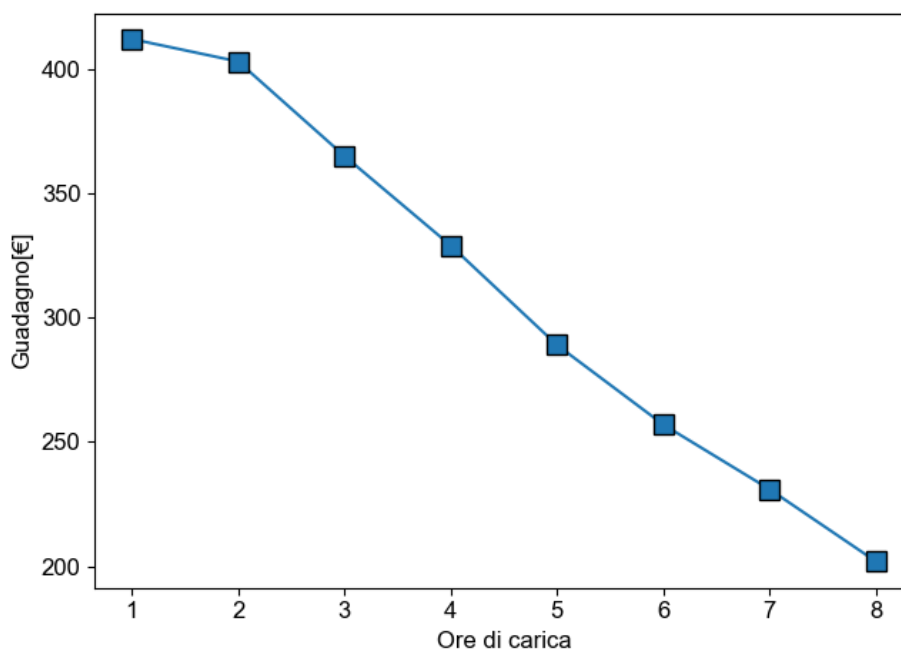


Figura 71 - Andamento del guadagno economico per singolo container

Il mese esaminato è quello di luglio, perché permette di calcolare il guadagno economico fino a 8h di carica/scarica rispettando la condizione che la carica avvenga prima della scarica. Il guadagno economico giornaliero massimo si ha un'ora di carica/scarica ed è pari a 412 €, mentre il guadagno economico minimo, per 8h di carica/scarica è pari a 202 €. La diminuzione del guadagno economico non è proporzionale alla diminuzione della potenza; ad esempio, ad una diminuzione del 50% della potenza corrisponde una diminuzione di circa il 2%. Infatti, il guadagno economico giornaliero per 1 ora di carica è pari a 412 €, mentre per due ore è 403 €. Il guadagno economico diminuisce di circa il 50% quando la durata di carica/scarica è pari a 8h con una potenza di carica/scarica uguale a 0,125 volte la potenza nominale.

Successivamente, dopo la valutazione dell'andamento del guadagno economico giornaliero, bisogna analizzare l'andamento del guadagno economico dell'intero sistema nei vari mesi dell'anno e quando avviene l'inizio della carica e della scarica per i 4 scenari analizzati.

Il primo scenario è quello relativo a 1C considerando tutti i containers del sistema BESS:

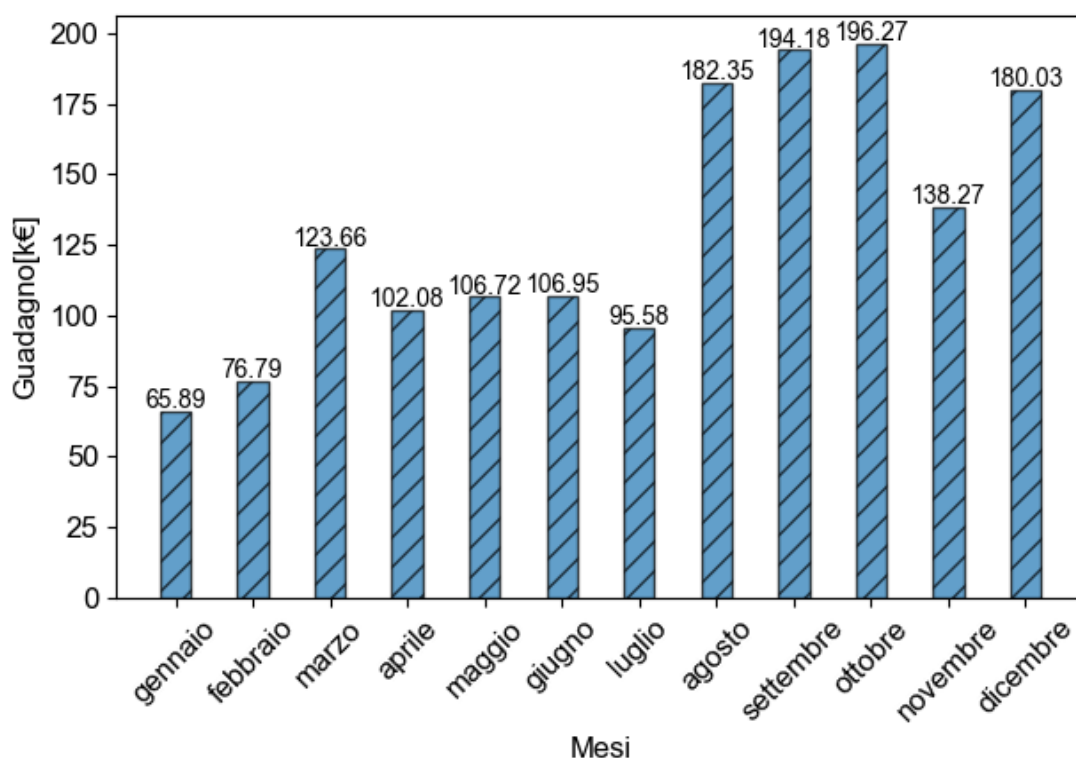


Figura 72 - Guadagno economico giornaliero dell'intero sistema a 1C

Il massimo guadagno economico giornaliero lo si ha nel mese di ottobre ed è pari 196.270 €, mentre il minimo guadagno economico si registra nel mese di gennaio ed è uguale a 65.890 €. Il guadagno economico è massimizzato nel mese di ottobre perché, come si nota in Figura 70, l'andamento del PUN giornaliero presenta una forte oscillazione tra i picchi di massimo e di minimo. D'altro canto, nel mese di gennaio il guadagno economico è minimo perché non vi è una forte oscillazione del PUN; infatti, nei mesi invernali la produzione da fonti rinnovabili, che permette di ridurre il PUN, è sfruttata di meno.



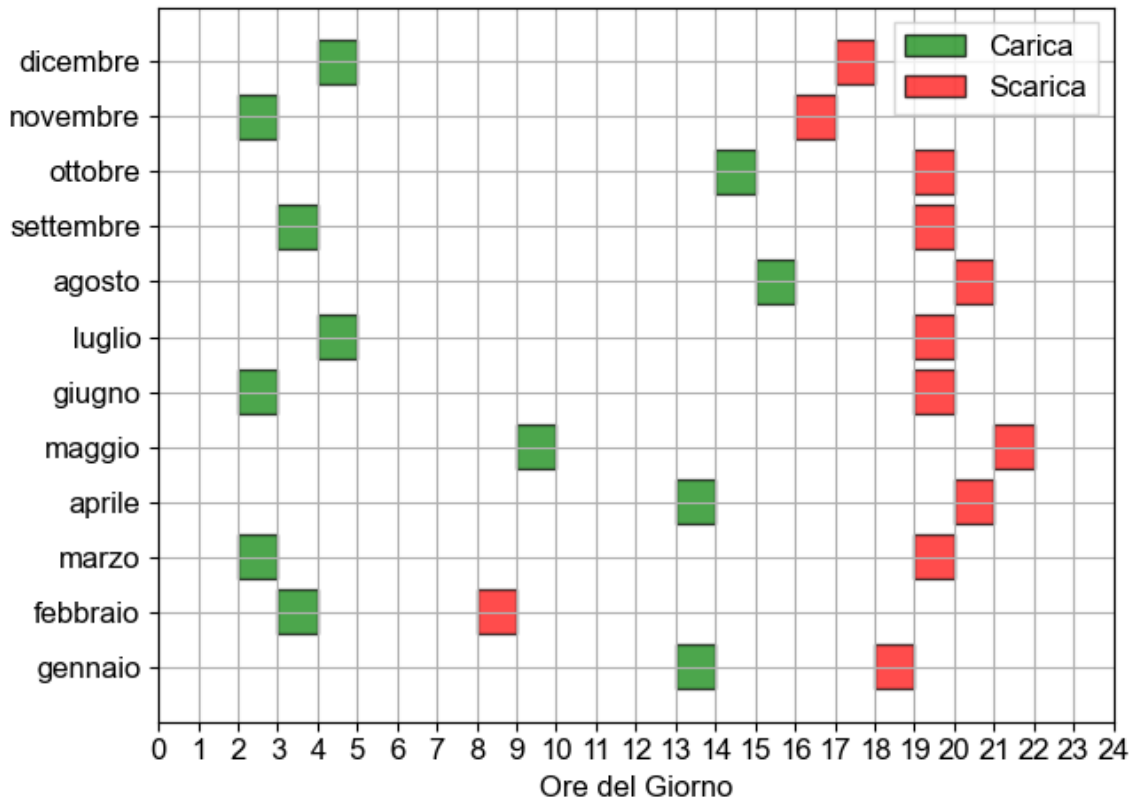


Figura 73 – Gestione del sistema BESS a 1C

Figura 73 mostra come viene gestito l'intero sistema BESS specificando l'inizio e la durata delle fasi di carica e scarica. Le fasi di carica, ovvero quando l'andamento del PUN presenta un minimo, si verificano o durante la notte, perché si ha una minore domanda di energia, o nella fascia giornaliera perché si ha maggiore produzione da fonti rinnovabili. Invece, le fasi di scarica in corrispondenza dei picchi massimi di PUN si verificano, ad eccezione di febbraio, durante la fascia serale. La fase di scarica avviene durante la fase serale, contrariamente a ciò che avveniva in passato, perché si ha mancanza di produzione da fonti rinnovabili (solare principalmente) e contemporaneamente si registra il maggior consumo di energia elettrica. Infine, la fase di scarica nei mesi invernali è anticipata rispetto ai mesi estivi perché nei mesi estivi si ha, generalmente, maggior quota diretta della radiazione rispetto alla diffusa.

Successivamente è stato analizzato lo scenario a 0,5C caratterizzato da una potenza di carica/scarica uguale a  $0,5P_{nom}$  per 2h di carica/scarica.

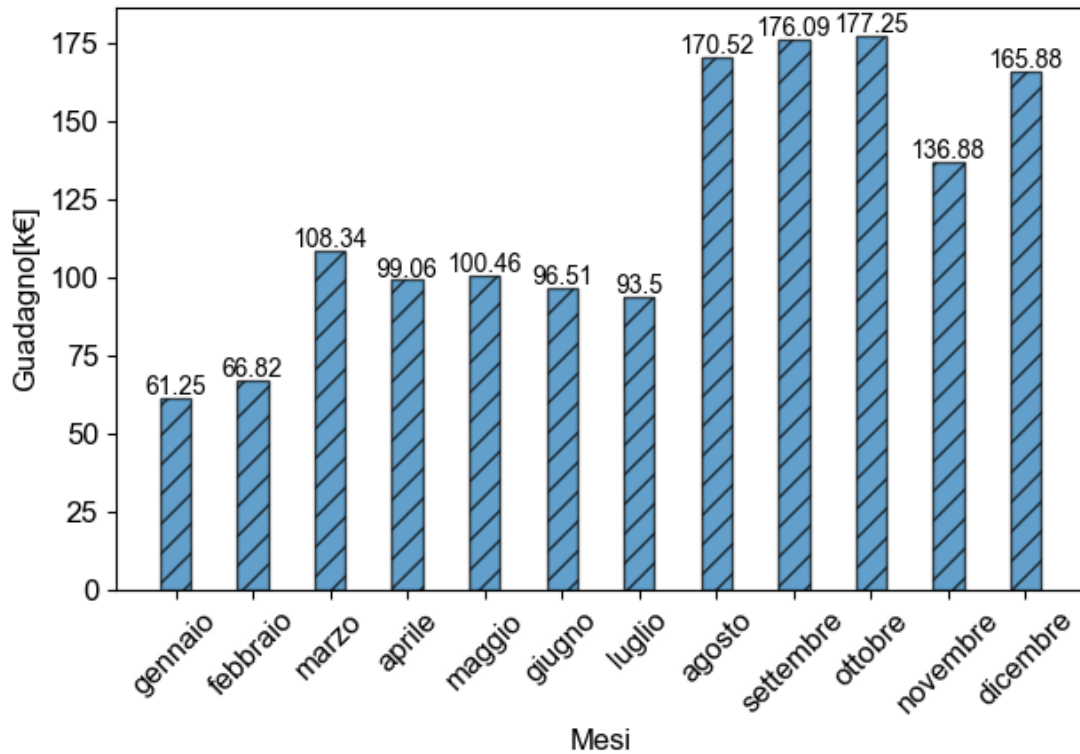


Figura 74 - Guadagno economico giornaliero dell'intero sistema a 0,5C

Dalla Figura 74 si nota come il guadagno economico continui ad essere maggiore nel mese di ottobre ma è diminuito di circa il 10% rispetto al caso a 1C, mentre il minimo si verifica ancora durante il mese di gennaio, diminuito del 7% rispetto allo scenario a 1C.

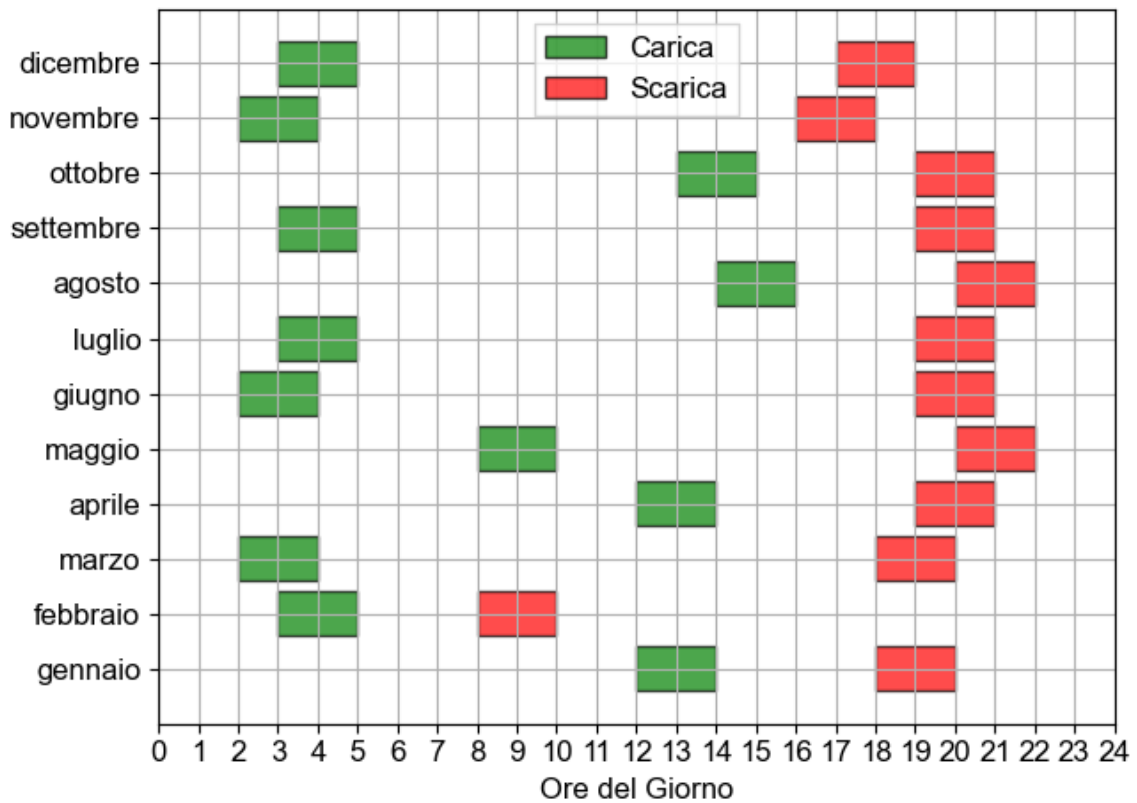


Figura 75 - Gestione del sistema BESS a 0,5C

La gestione del sistema per 2h di carica/scarica è simile allo scenario descritto precedentemente. Il mese di febbraio, nonostante si aumentino le ore di carica, rimane anomalo rispetto agli altri mesi poiché il PUN presenta un picco massimo elevato tra le 8.00 e le 9.00.

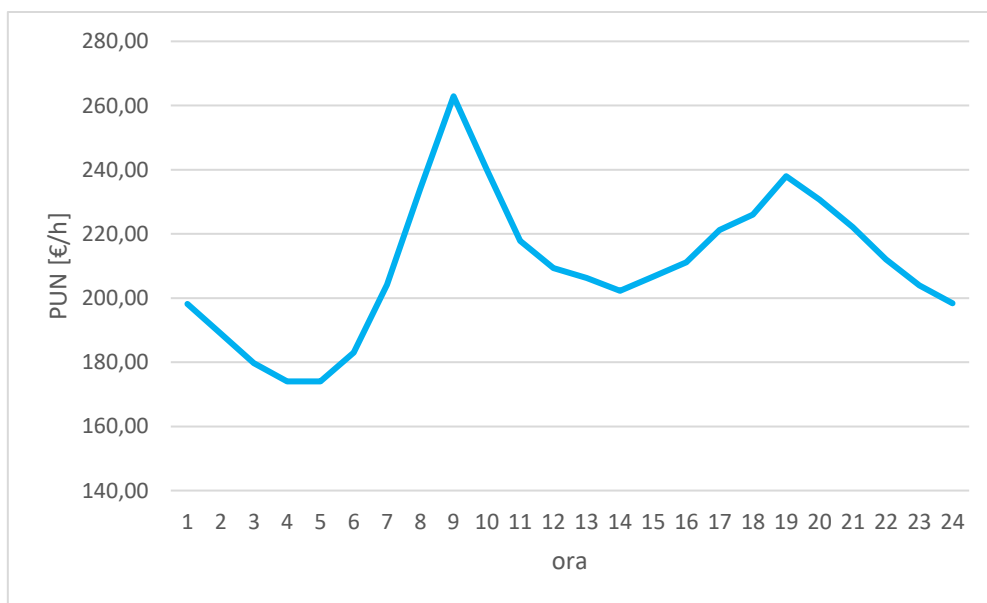


Figura 76 – Andamento giornaliero del PUN nel mese di febbraio

Si è analizzato anche lo scenario con 3h di carica/scarica e con una potenza di carica/scarica pari a  $0,33P_{nom}$  che equivale allo scenario a 0,33C.

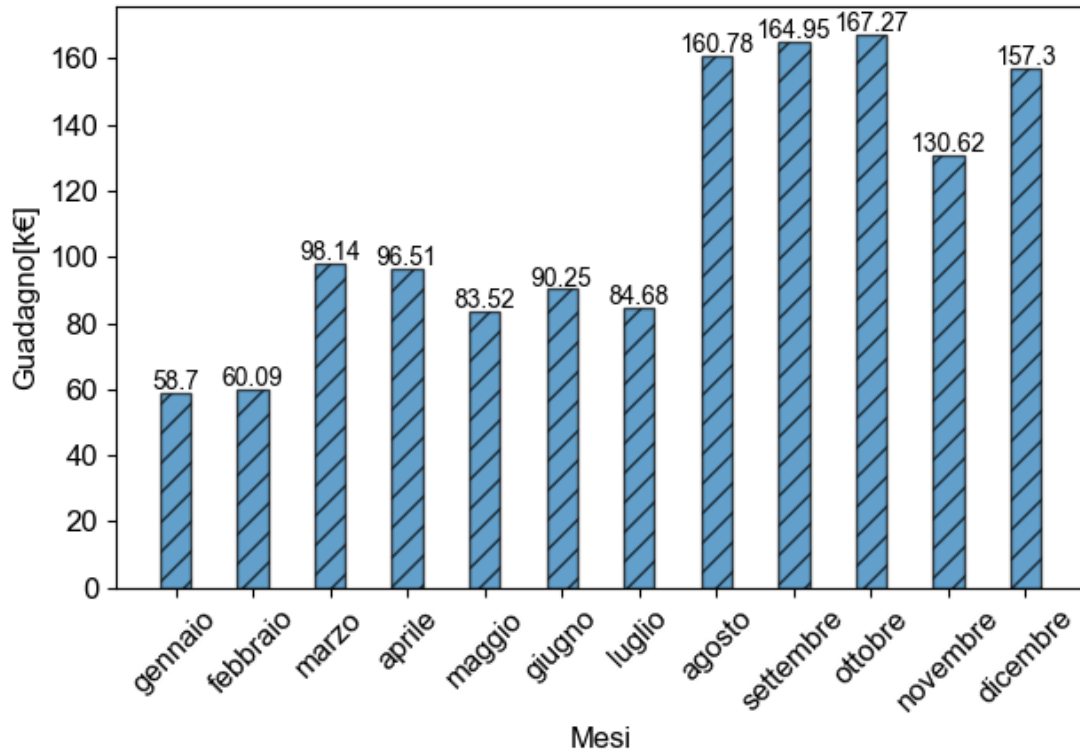


Figura 77 - Guadagno economico giornaliero dell'intero sistema a 0,33C

Per lo scenario con 3h di carica/scarica si ha che i mesi che registrano il massimo e il minimo guadagno economico sono analoghi ai precedenti. Rispetto allo scenario a 1C il guadagno economico massimo e quello minimo sono diminuiti rispettivamente del 14,7% e del 10,9%; mentre, rispetto a 0,5C, si ha una diminuzione del 5,63% e del 4,16%.

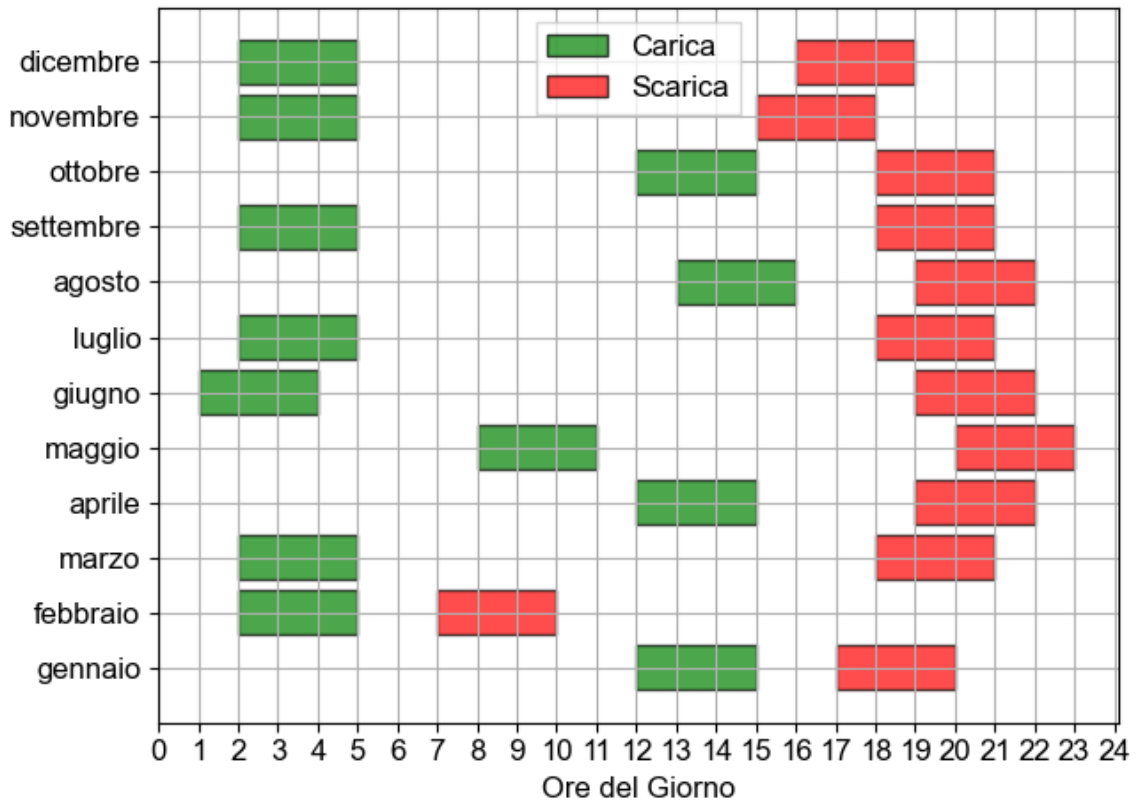


Figura 78 - Gestione del sistema BESS a 0,33C

Figura 77 mostra la gestione del sistema BESS per un numero di ore di carica/scarica pari a 3h. La gestione è simile ai casi precedenti dove si ha una leggera variazione sull'orario di inizio della fase di carica e della fase di scarica che dipende dall'aumentare delle ore di carica/scarica.

Infine, si è analizzato lo scenario a 0,25C che prevede 4h di carica/scarica a una potenza di carica/scarica uguale a  $0,25P_{nom}$ .

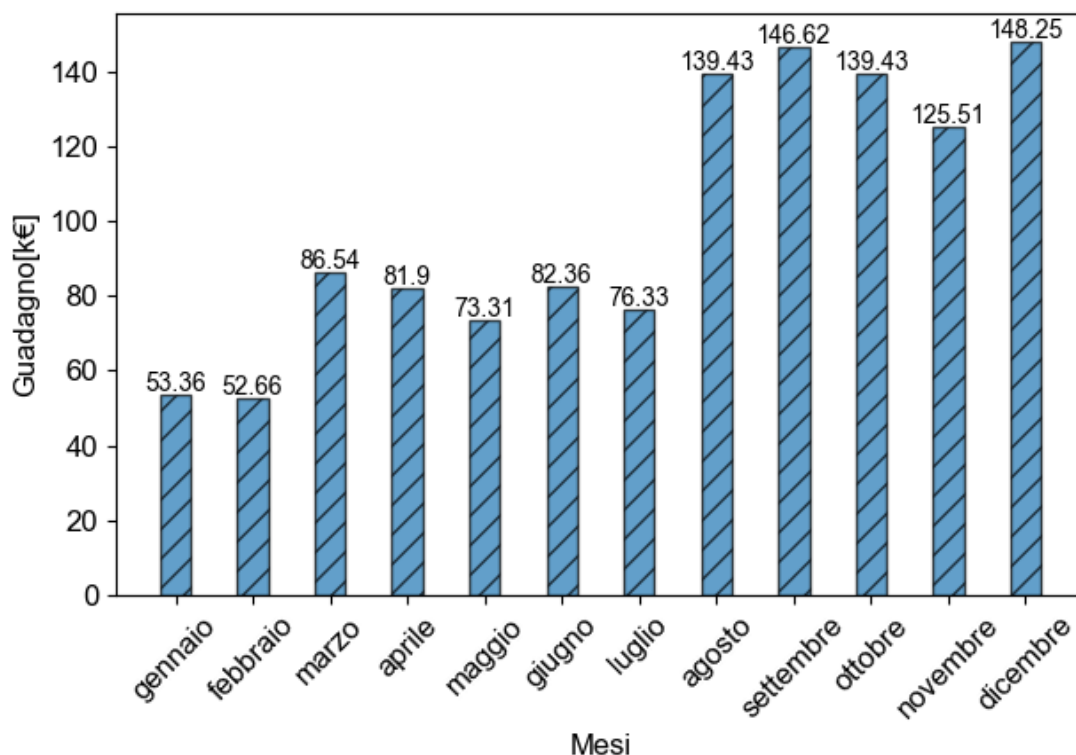


Figura 79 - Guadagno economico giornaliero del sistema a 0,25C

Per 4h di carica/scarica si ha una variazione sul grafico di Figure 79 del guadagno economico giornaliero al variare del mese. Il mese dove si verifica il guadagno economico massimo è dicembre ed è pari a 148.250 €, minore del 24,5% rispetto al guadagno economico massimo che si sarebbe ottenuto nel mese di ottobre per 1h di carica/scarica. Il maggior guadagno economico lo si ha a dicembre perché l'andamento del PUN, oltre ad essere molto oscillatorio, presenta dei piccoli plateau in corrispondenza dei picchi/cuspidi, ovvero il valore di PUN rimane elevato intorno al valore di massimo e di minimo. Figura 80 mostra il confronto dell'andamento del PUN tra ottobre e dicembre dove si nota la differenza tra ottobre e dicembre che provoca la variazione del mese con il massimo guadagno economico per 4h di carica/scarica.

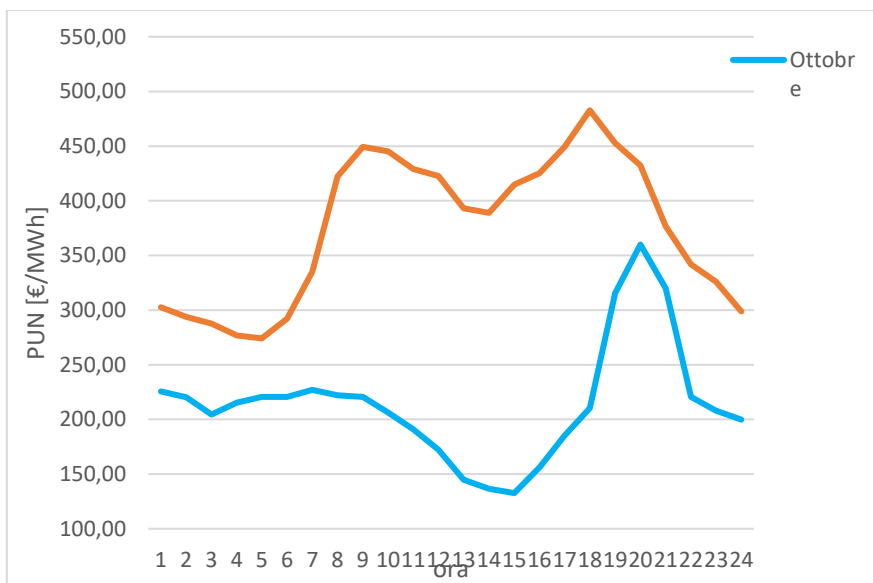


Figura 80 - Andamento del PUN giornaliero - ottobre vs dicembre

Inoltre, a differenza dei casi precedenti, il mese dove si verifica il guadagno economico minimo è quello di febbraio con un guadagno economico di 52.660 €, diminuito del 20% rispetto al valore minimo che si sarebbe verificato a gennaio a 1C.

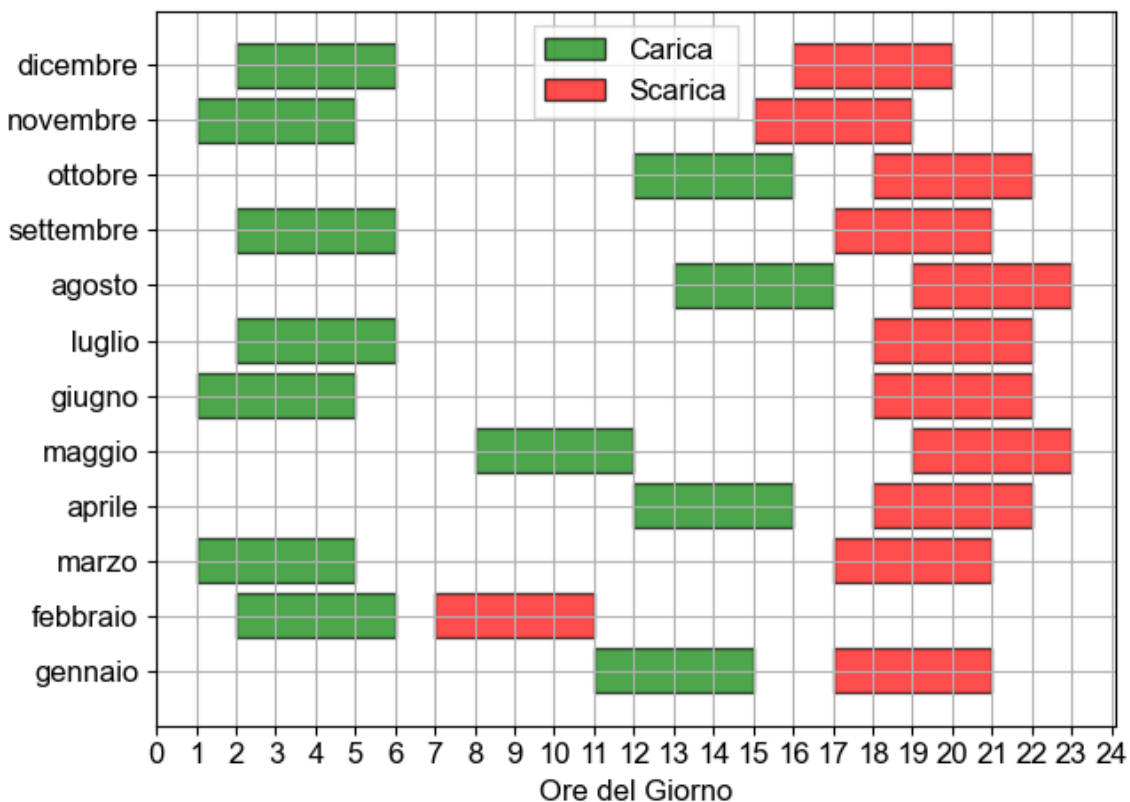


Figura 81 - Gestione del sistema BESS a 0,25C

In conclusione, l’ sistema per 4h di carica/scarica viene gestito pressoché in modo analogo ai casi precedenti. L’inizio della fase di carica si verifica principalmente durante la notte, ad esclusione di alcuni mesi in cui si verificherà nella fascia giornaliera. La fase di scarica, invece, la si ha sempre nella fase serale, ad eccezione del mese di febbraio.

## 6.2 Valutazione della degradazione delle batterie

La degradazione delle batterie può essere valutata in modo analitico da dati di batterie simili ottenuti da letteratura perché la casa produttrice delle batterie non ha fornito l’andamento dello SoH della cella elementare. Adattando i dati ricavati in [63] è stato possibile determinare, in funzione del numero di cicli, i valori dello SoH della cella elementare delle batterie del sistema BESS in esame. Tabella 5 mostra i valori dello SoH, in percentuale, per i valori dei C-rate analizzati in questa trattazione. Si noti che, come valore minimo, si è considerato 80% della capacità residua della batteria rispetto a quella nominale ad inizio vita; tutti i valori inferiori a 80% non sono stati inseriti in tabella.

Tabella 5 - Valori dello SoH in funzione del numero dei cicli per diversi C-rate

Numero dei cicli	SoH			
	0,25C	0,33C	0,5C	1C
0	100	100	100	100
350	99,06	98,93	98,75	98,12
700	96,56	96,25	95,93	94,4
1050	93,75	93,44	93,12	90,62
1400	90,94	90,62	89,69	86,87
1750	88,12	87,5	86,87	83,12
2100	85,31	84,37	83,75	80
2450	83,12	82	80	
2500	81,5	80		
2850	80			

Invece, Figura 82 mostra l’andamento dello SoH della cella elementare a diversi C-rate. Tale grafico permette di fare una valutazione preliminare della gestione ottimale del sistema BESS. Infatti, si può notare che al diminuire del C-rate si ha una diminuzione della degradazione delle batterie. In particolare, si nota come all’aumentare del C-rate la vita utile delle batterie si riduce. Infatti, le batterie con un livello inferiore all’80% sono considerate danneggiate e devono essere sostituite. La batteria che lavora a 1C dopo circa 2100 cicli deve essere sostituita mentre se lavora a 0,25C presenta ancora uno SoH pari



all'85,31% e può essere utilizzata per almeno altri 700 cicli prima che raggiunga uno SoH inferiore all'80%. La vita utile della batteria che lavora a 0,5C aumenta del 16,6% rispetto alla batteria che lavora a 1C; invece, la batteria che lavora a 0,33C ha un aumento del 19% della vita utile. Mentre una batteria che lavora a 0,25C aumenterà la vita utile del 35,5% rispetto a 1C e del 16% rispetto a 0,5C.

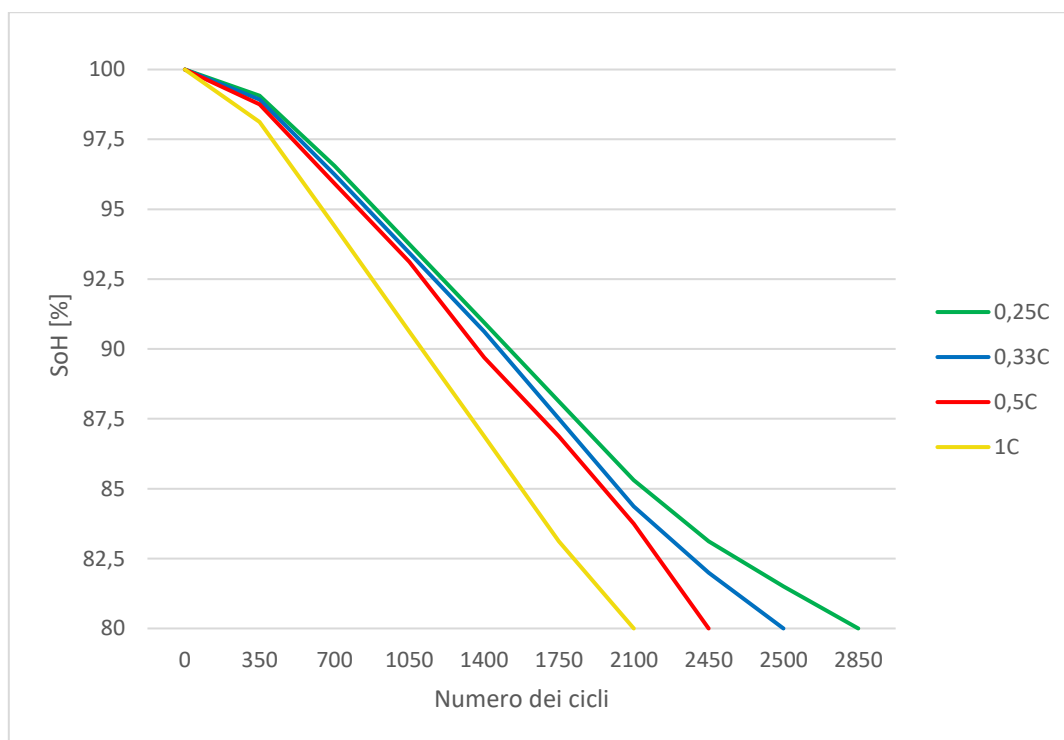


Figura 82 - Andamento dello SoH per diversi C-rate

Inoltre, lo SoH delle batterie è influenzato anche dalla temperatura. Tabella 6 mostra i valori dello SoH per diverse temperature operative. Tali valori sono stati adattati per la cella elementare del sistema BESS in esame partendo dai dati in [63]. All'interno dei container del sistema BESS è presente un sistema HVAC che permette di controllare la temperatura mantenendola costante in un range tra 20°C e 25°C nella condizione che la massima temperatura esterna è di 55°C.

Tabella 6 - Valori dello SoH in funzione del numero dei cicli per diverse temperature

Numero dei cicli	SoH			
	20°C	25°C	30°C	35°C
0	100	100	100	100
437,5	99,3	99,06	98,75	98,4
875	97,8	97,2	96,6	95,3
1312,5	95,9	94,06	92,2	90,5
1750	93,3	90,3	87,5	85
1900	90,2	87,5	83,5	80
2187,5	87,7	84,5	80	
2625	84,5	80		
3062,5	80			

Figura 83 mostra l'andamento dello SoH in funzione del numero di cicli per diverse temperature. Si nota come lavorare con temperature elevate provochi una degradazione maggiore; infatti, si raggiunge il valore dello SoH pari all'80% con un numero di cicli minore rispetto a condizioni di lavoro con temperature minori.

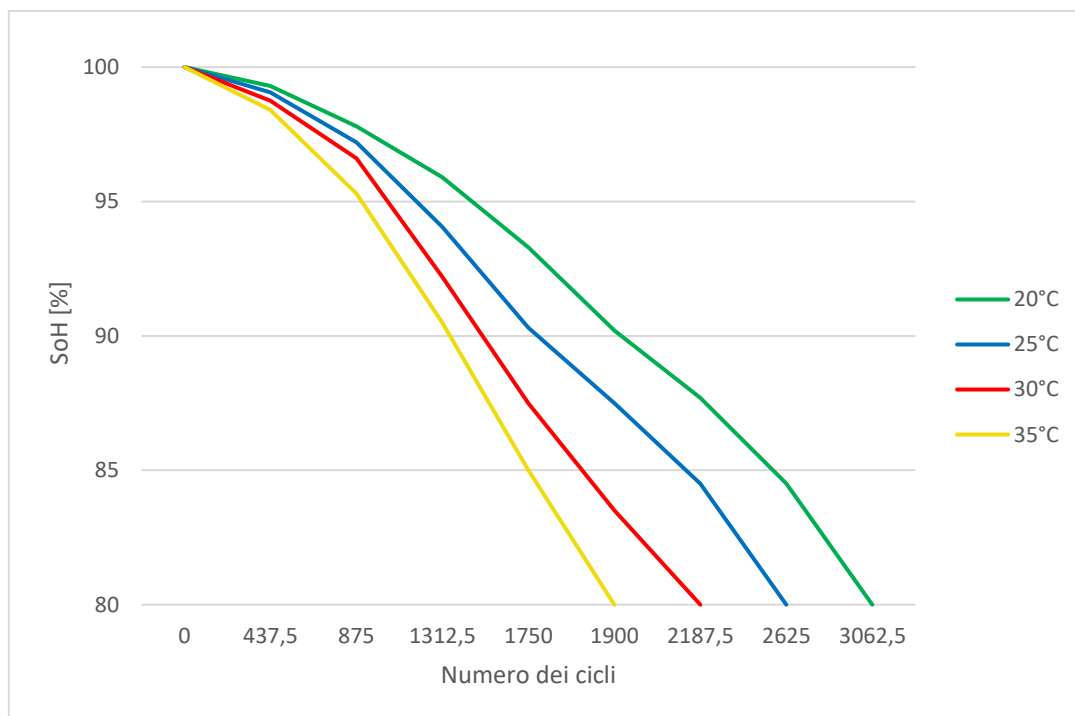


Figura 83 - Andamento dello SoH per diverse temperature

Una batteria che lavora a temperatura di 35°C dovrà essere sostituita dopo circa 1900 cicli, mentre una batteria che lavora a 20°C, temperatura a cui verrà mantenuto il container, presenterà uno SoH del 90% e può essere utilizzata ancora per almeno 1000 cicli. Infatti, la vita utile di una batteria che lavora a 20°C può arrivare a circa 3000 cicli.

Per una gestione ottimale della degradazione della cella elementare deve essere fatta una valutazione dettagliata che analizza tutti i fattori che influenzano lo SoH della cella elementare. In prima approssimazione si può affermare che lavorando con valori bassi di C-rate e temperature non elevate si garantisce una maggiore vita utile delle batterie. Avere una vita utile delle batterie più longeva permette anche un guadagno economico perché la manutenzione e sostituzione delle batterie ha un costo che produce una diminuzione dei flussi di cassa medi annui e un aumento dei PBP. In definitiva, una valutazione dettagliata della degradazione, combinata alla valutazione gestionale del BESS, potrebbe permettere di valutare la gestione ottimale dell'intero sistema BESS che permette di massimizzare i consumi minimizzando la degradazione.

### 6.3 Valutazione economica del sistema BESS

Il sistema BESS è stato analizzato anche attraverso una valutazione economica. La massimizzazione del guadagno ricavata da una gestione ottimale del sistema permette la determinazione del Valore Attuale Netto (VAN) e il PBP. Il VAN

Il quadro economico del sistema BESS, non dettagliato per una questione di privacy aziendale, fornisce un'informazione sull'ammontare dell'investimento iniziale pari a 225.000.000 €.

*Tabella 7 - Quadro economico del sistema BESS in esame*

<b>Voci di costo</b>	
Costo terreno	850.000 €
Costo container e ausiliari	220.900.000 €
Costo trasformatore MT/AT	1.000.000 €
Costo connessione	250.000 €
Costo sviluppo ingegneria	2.000.000 €
<b>Totale costi</b>	<b>225.000.000</b>

Essendo i guadagni giornalieri variabili in base al numero di ore di carica/scarica si è deciso di analizzare i casi limite di guadagno annuo massimo e minimo. Il guadagno massimo annuo si ha per il caso a 1C, mentre il guadagno minimo si ha per il caso a 0,25C come riportato nel capitolo precedente.

Considerando una vita utile del sistema BESS pari a 10 anni e i valori degli O&M del 2,67% del costo totale dell'investimento (dato ottenuto dall'esperienza maturata

dall'azienda) è possibile determinare il VAN e il PBP per entrambi le situazioni analizzate. Un VAN positivo implica che il progetto di investimento esaminato abbia un rendimento superiore al tasso d'interesse utilizzato per l'attualizzazione dei flussi di cassa. Al contrario, un VAN negativo implica che il progetto d'investimento esaminato abbia un rendimento inferiore. I tassi d'interesse esaminati sono del 2,5% e 5%.

Il caso a 1C permette di avere un guadagno annuo pari a 47.860.020 € che, al netto degli O&M, è di 41.860.020 €. Il VAN atteso considerando i tassi d'interesse sopra citati, rispettivamente, è uguale a 141.361.571 € e 98.231.979 €. Invece, il caso a 0,25C avrà un flusso di cassa medio annuo pari a 30.782.330 € a cui corrisponde, rispettivamente, un VAN di 44.408.920 € e 12.692.993 €.

Inoltre, si può notare come all'aumentare del tasso d'interesse vi è un aumento del PBP. In particolare, nello scenario a 1C, il PBP oscilla tra un valore maggiore di 5, quando il tasso d'interesse è nullo, e 7, nel caso di tasso d'interesse massimo.

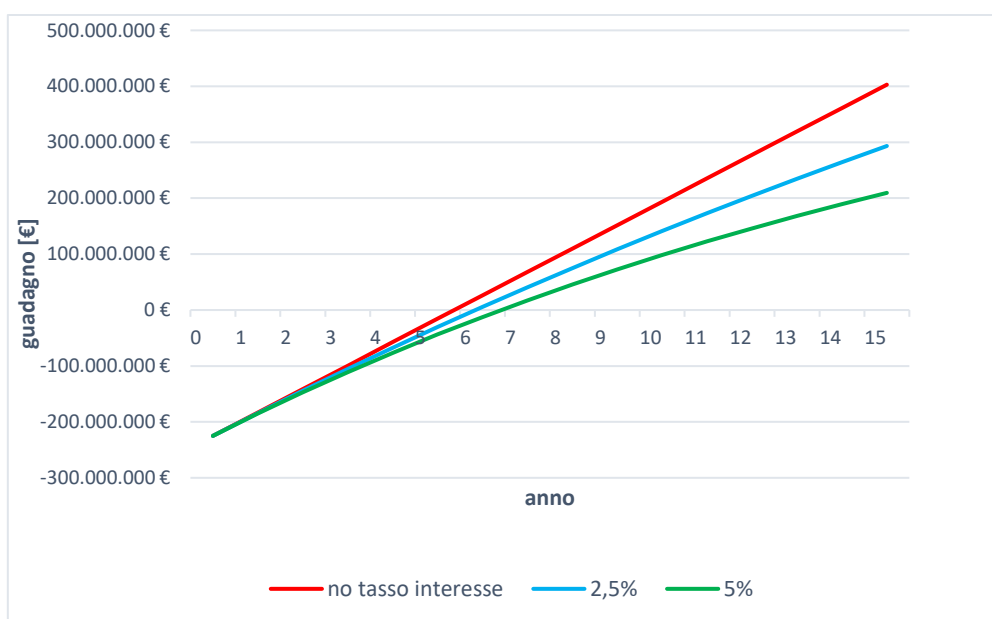


Figura 84 - Andamento del guadagno al variare del tasso d'interesse per lo scenario 1C

Mentre nello scenario a 0,25C si ha che il PBP oscilla tra un valore maggiore di 7, quando si ha un tasso di interesse nullo, e 10, quando si ha un tasso d'interesse al 5%.

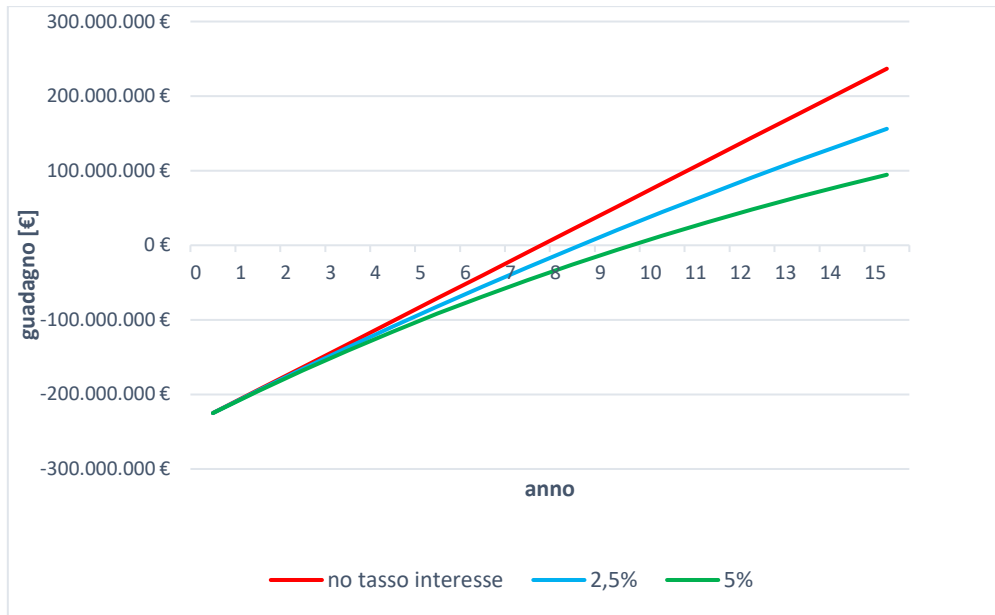


Figura 85 - Andamento del guadagno al variare del tasso d'interesse per lo scenario 0,25C

Avendo analizzato i casi limite si può affermare che gli altri scenari esaminati in questa trattazione avranno i valori di VAN e PBP compresi tra i valori massimo e minimo presentati in questo sotto capitolo.

# Conclusioni

Il mondo sta attraversando una vera e propria crisi energetica che richiede un intervento immediato per ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> e mantenere l'aumento della temperatura globale al di sotto del limite critico dei 2°C, il quale rappresenta il massimo livello di temperatura considerato accettabile per evitare gravi conseguenze dovute al riscaldamento globale. Le emissioni di carbonio possono essere ridotte grazie alle fonti di energia rinnovabile che, essendo soggette a variazioni imprevedibili, richiedono il supporto di sistemi di accumulo per garantire una fornitura energetica affidabile.

Il presente lavoro di tesi ha come scopo quello di progettare un sistema BESS da installare nei pressi della Stazione Terna 380/220 kV “Udine Sud” e valutare una sua possibile gestione per massimizzare il guadagno ricavabile dal servizio di “price arbitrage” ed evitare una degradazione delle batterie.

La progettazione del BESS prevede la valutazione dell'area di installazione del sistema. L'area ricade in zone idonee per l'installazione di sistemi BESS con pendenza minore del 5% e non vincolate. Successivamente, si predispone il layout che prevede l'installazione di 232 container batterie, raggruppati in 58 unità base, per una potenza installata di 200 MW. Oltre ai container sono stati previsti 58 PCS, per la conversione BT/MT, e un trasformatore elevatore MT/AT che permette di elevare la tensione fino a 220 kV così da avere la connessione alla sbarra a 220 kV nello stallo della stazione Terna di “Udine Sud”.

La gestione del sistema è stata valutata analizzando quattro scenari differenti variando il valore di C-rate: 1C, 0,5C, 0,33C e 0,25C. Al diminuire del valore di C-rate aumentano ore di carica/scarica e diminuisce la potenza di carica/scarica. I risultati ottenuti hanno dimostrato che all'aumentare delle ore di carica/scarica diminuisce il guadagno ottenuto dal servizio di “price arbitrage”, il quale permette di accumulare l'energia a basso costo e rilasciarla quando il prezzo dell'energia è elevato. La diminuzione del guadagno non è proporzionale alla diminuzione della potenza di carica/scarica; infatti, ad una diminuzione del 50% e del 75% della potenza di carica/scarica corrisponde una diminuzione del guadagno rispettivamente del 10% e del 24,5%. Contemporaneamente, la valutazione della degradazione delle batterie, seppur preliminare ed effettuata con dati ricavati dalla letteratura, ha dimostrato che diminuendo il valore di C-rate aumenta la vita utile delle batterie. Ad una diminuzione del 50% e del 75% della potenza corrisponde un

aumento della vita utile rispettivamente del 16,6% e del 35,7%. La valutazione della gestione ottimale del sistema BESS può essere valutata in uno sviluppo futuro di questa tesi attraverso una valutazione più puntuale della degradazione. Tuttavia, la soluzione che permette una gestione ottimale è quella che garantisce un guadagno e non porti ad una degradazione troppo rapida delle batterie.

In conclusione, la valutazione economica del sistema BESS ha dimostrato che il PBB è compreso nel range 5 - 10 anni avendo considerato il guadagno economico nel caso peggiore, guadagno economico annuale per 4h di carica/scarica con tasso d'interesse massimo, e il caso migliore in termini di guadagno economico annuale per 1h di carica/scarica con tasso d'interesse nullo.

# Appendice

Nell'appendice è presente il codice "homemade" utilizzato per valutare la gestione dell'sistema BESS.

```
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
import numpy as np

plt.rcParams["figure.constrained_layout.use"] = True
plt.rcParams['font.family'] = 'Arial'
plt.rcParams.update({'font.size': 12})

capacità_nominale = float(3.72) #MWh
container = int(232)

with pd.ExcelFile("pun_2022.xlsx") as xlsx:
    gennaio = pd.read_excel(xlsx, "Gennaio", usecols="B")
    febbraio = pd.read_excel(xlsx, "Febbraio", usecols="B")
    marzo = pd.read_excel(xlsx, "Marzo", usecols="B")
    aprile = pd.read_excel(xlsx, "Aprile", usecols="B")
    maggio = pd.read_excel(xlsx, "Maggio", usecols="B")
    giugno = pd.read_excel(xlsx, "Giugno", usecols="B")
    luglio = pd.read_excel(xlsx, "Luglio", usecols="B")
    agosto = pd.read_excel(xlsx, "Agosto", usecols="B")
    settembre = pd.read_excel(xlsx, "Settembre", usecols="B")
    ottobre = pd.read_excel(xlsx, "Ottobre", usecols="B")
    novembre = pd.read_excel(xlsx, "Novembre", usecols="B")
    dicembre = pd.read_excel(xlsx, "Dicembre", usecols="B")

    """Andamento del guadagno al variare delle ore di carica/scarica per un
    dato mese"""
    lista_guadagno_ore = []
    ore = [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8]

    """ciclo utile per analizzare più ore di carica/scarica"""
    for n in ore:
        """la funzione fa una somma mobile di n valori
        e ricava la somma max(scarica) e la somma min(carica)"""
        somma = luglio['PUN'].rolling(window=n).sum()
        max_somma = somma.max()
        min_somma = somma.min()
        indice_min_somma = somma.idxmin() +1 -n
        indice_max_somma = somma.idxmax() +1 -n

        """verifica che la carica sia precedente alla scarica"""
```



```

    if (indice_min_somma) < (indice_max_somma) and (indice_min_somma+n) <
(indice_max_somma):
        """viene calcolato il guadagno di un singolo container
        usando la potenza espressa come capacità/ore di carica"""
        guadagno_container = round((max_somma-
min_somma)*(capacità_nominale/n))
        lista_guadagno_ore.append(guadagno_container)
    else:
        """se la carica avviene dopo la scarica
        in quel giorno non si accumula e il guadagno è nullo"""
        lista_guadagno_ore.append(int(0))

"""il grafico descrive l'andamento del guadagno al variare delle ore di
carica"""
plt.plot(ore, lista_guadagno_ore, marker="s",
         markersize=10, markeredgcolor="k")
plt.xlabel('Ore di carica')
plt.ylabel('Guadagno[€]')
plt.title('Andamento del guadagno giornaliero al variare delle ore di
carica')
plt.show()

"""Andamento dei guadagni mensili per dato numero di ore"""
mese = [gennaio, febbraio, marzo, aprile, maggio, giugno,
        luglio, agosto, settembre, ottobre, novembre, dicembre]
lista_mese = ["gennaio", "febbraio", "marzo", "aprile", "maggio",
"giugno",
            "luglio", "agosto", "settembre", "ottobre", "novembre",
"dicembre"]
ore_carica = int(input("inserisci un numero di ore di carica "))
potenza_carica = capacità_nominale/ore_carica
lista_guadagno_impianto = []
lista_inizio_carica = []
lista_inizio_scarica = []

"""il ciclo itera sui diversi mesi mantenendo costanti le ore di
carica/scarica"""
for k in range(len(mese)):
    """la funzione fa una somma mobile di un numero di valori pari alle
ore di carica
e ricava la somma max(scarica) e la somma min(carica)"""
    somma = mese[k]['PUN'].rolling(window=ore_carica).sum()
    max_somma = somma.max()
    min_somma = somma.min()
    indice_min_somma = somma.idxmin() +1-ore_carica
    indice_max_somma = somma.idxmax() +1-ore_carica

    """verifica che la arica sia precedente alla scarica"""

```

```

    if (indice_min_somma) < (indice_max_somma) and
(indice_min_somma+ore_carica) < (indice_max_somma):
        """stampa il guadagno giornaliero"""
        guadagno_impianto = round(
            (max_somma-min_somma)*potenza_carica)*container
        """stampa il mese e il valore di inizio carica e scarica"""
        print(lista_mese[k], indice_min_somma, indice_max_somma)
        lista_guadagno_impianto.append(guadagno_impianto/1000)
        lista_inizio_carica.append(indice_min_somma)
        lista_inizio_scarica.append(indice_max_somma)
    else:
        """se la carica avviene dopo la scarica
in quel giorno non si accumula e il guadagno è nullo"""
        lista_guadagno_impianto.append(int(0))

"""Creazione dell'istogramma che mostra il guadagno giornaliero al
variare del mese"""
plt.bar(lista_mese, lista_guadagno_impianto, width=0.4,
        edgecolor="k", hatch="//", alpha=0.7)
for l, valore in enumerate(lista_guadagno_impianto):
    plt.text(l, valore+1, str(round(valore, 2)), ha='center',
fontsize=10)
plt.xlabel('Mesi')
plt.ylabel('Guadagno[k€]')
plt.title('Istogramma del guadagno giornaliero')
plt.xticks(rotation=45)
plt.tight_layout()
plt.show()

"""Crea il grafico che rappresenta l'inizio e la durata della carica e
della scarica"""
plt.barh(lista_mese, ore_carica, left=lista_inizio_carica,
label="Carica",
        color="green", alpha=0.7, edgecolor="k")
plt.barh(lista_mese, ore_carica, left=lista_inizio_scarica,
label="Scarica", color="red", alpha=0.7, edgecolor="k")
plt.xlabel("Ore del Giorno")
plt.title("Inizio e Durata della Carica e della Scarica per Mese")
plt.legend(fancybox=False)
"""permette di graficare tutte le ore di un giorno sull'asse x con
intervallo 1"""
plt.xticks(np.arange(0, 25, 1))
plt.grid()
plt.show()

```

# Bibliografia

- [1] Energia Italia , «La Crisi Energetica del XXI Secolo: Cause, Conseguenze e Soluzioni,» 4 settembre 2023. [Online]. Available: <https://energiaitalia.info/crisienergetica-cause-conseguente-e-soluzioni/>. [Consultato il giorno 10 ottobre 2023].
- [2] Parlamento europeo, «Cambiamento climatico: gas a effetto serra che causano il riscaldamento globale,» 23 marzo 2023. [Online]. Available: <https://www.europarl.europa.eu/news/it/headlines/society/20230316STO77629/cambiamento-climatico-gas-a-effetto-serra-che-causano-il-riscaldamento-globale#:~:text=L'effetto%20serra%20fa%20s%C3%AC,sono%20presenti%20naturalmente%20nell'atmosfera..> [Consultato il giorno 9 ottobre 2023].
- [3] Parlamento europeo, «Ridurre le emissioni di anidride carbonica: obiettivi e politiche dell'UE,» 27 aprile 2023. [Online]. Available: <https://www.europarl.europa.eu/news/it/headlines/society/20180305STO99003/ridurre-le-emissioni-di-anidride-carbonica-obiettivi-e-azioni-dell-ue>. [Consultato il giorno 9 ottobre 2023].
- [4] G. Torchiani, «Decarbonizzazione del settore energia, cosa significa, quali prospettive apre,» 20 marzo 2020. [Online]. Available: <https://www.energyup.tech/energy-saving/decarbonizzazione-del-settore-energia-cosa-significa-quali-prospettive-apre/>. [Consultato il giorno 9 Ottobre 2023].
- [5] G. Comodi, «Appunti Sistemi di Accumulo e loro Gestione - Transizione energetica: Sector Coupling,» 2022.
- [6] A.-M. Borberly e J. F. Kreider, Distributed Generation: The Power Paradigm for the New Millennium., CRC Press, 2001.
- [7] A. g. d. c. e. d. mercato, «La liberalizzazione dell'energia e del gas, dalla maggior tutela al mercato libero:scegliere consapevolmente,» 2018.

- [8] P. Europeo, «Emissioni di gas serra nell'UE per paese e per settore: Infografica,» 2023.
- [9] ARERA, «Stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e di generazione distribuita,» Direzione Mercati Energia, 2023.
- [10] P. Carabba e L. M. Padovani, «Il sistema elettrico italiano: a che punto siamo sulla strada della transizione verso la sostenibilità,» ENEA, 2022.
- [11] Terna, «Come funziona il sistema elettrico,» [Online]. Available: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/ruolo-terna/come-funziona-sistema-elettrico>. [Consultato il giorno 28 Agosto 2023].
- [12] M. d. e. d. T. d. T. e. d. M. M. d. I. e. d. T. Ministero dello Sviluppo Economico, «Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima,» 2019.
- [13] TERNA, «Stato del sistema elettrico,» 2023.
- [14] G. Comodi, «Appunti Impanti di Conversione dell'Energia - Infrastruttura Energetica,» Università Politecnica delle Marche, 2021.
- [15] TERNA, «Piano di sviluppo 2021,» 2021.
- [16] Terna, «Dispacciamento,» [Online]. Available: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/dispacciamento>. [Consultato il giorno 2 Settembre 2023].
- [17] OMS, «Open Infrastructure Map,» [Online]. Available: <https://openinframap.org/#2/26/12>. [Consultato il giorno 2 Settembre 2023].
- [18] P. Guidi, Tecnologie e progettazione di sistemi elettrici ed elettronici, Zanichelli, 2016.
- [19] A. Biral, «Ottimizzazione delle smart-grid: soluzione centralizzata e distribuita.,» 2013.

- [20] A. Barbato, A. Capone, G. Carello, M. Delfanti e M. Merlo, «BEE Project: un sistema di Gestione dell'Energia in Ambito Domestico per le Future Smart Grid,» 2011.
- [21] Enel, «Smart grids. Le reti intelligenti guidano il futuro,» 2011.
- [22] TERNA, «Consumi 2022,» 2022.
- [23] ARERA, «Stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e di generazione distribuita – Anno 2018,» 2019.
- [24] ARERA, «Strategia Energetica Nazionale 2017,» 2019.
- [25] R. Lo Bue, «Transizione energetica: i nodi della rete,» 2022.
- [26] M. Valenti e G. Graditi, «Le Smart Grid per un futuro energetico sostenibile e sicuro,» Focus Enea, 2020.
- [27] P. P. Prosini, M. Moreno e F. Vellucci, «Tecnologie e sistemi per l'accumulo elettrochimico dell'energia,» Focus Enea, 2020.
- [28] C. Europea, «Strategia dell'UE sull'integrazione e la modernizzazione del sistema energetico,» [Online]. Available: [https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/eu-strategy-energy-system-integration\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/eu-strategy-energy-system-integration_en). [Consultato il giorno 12 Settembre 2023].
- [29] GME, «Mercato Elettrico,» [Online]. Available: <https://www.mercatoelettrico.org/It/Mercati/MercatoElettrico/ILMercatoElettrico.aspx>. [Consultato il giorno 2 Settembre 2023].
- [30] TERNA, «Allegato A.24 al Codice di rete individuazione zone della rete rilevante,» 2021.
- [31] GME, «Relazione annuale 2021,» 2022.

- [32] E. Rodrigues, R. Godina, S. Santos, B. A.W., J. Contreras e J. Catalao, «Energy storage systems supporting increased penetration,» *Energy*, 2014.
- [33] C. Haisheng, C. Thang Ngoc, Y. Wei, T. Chunqing, L. Yongliang e D. Yulong, «Progress in electrical energy storage system: A critical review,» *Progress in Natural Science*, 2009.
- [34] G. Comodi, «Appunti Sistemi di Accumulo e loro gestione - Parametri operativi e tecnologie,» 2022.
- [35] M. Uddin, M. F. Romlie, M. F. Abdullah, S. A. Halim, A. H. A. Bakar e T. C. Kwang, «A review on peak load shaving strategies,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018.
- [36] M. Dal Corso, «Sistemi di accumulo di energia: indici di prestazione e principi di modellazione,» 2015.
- [37] F. Ferretto, «i sistemi d'accumulo di energia elettrica: modellazione dell'esercizio annuo di un impianto CAES e relativa analisi economica,» 2014.
- [38] R. Carnegie, D. Gotham, D. Nderitu e P. V. Preckel, «Utility Scele Energy Storage System,» *SUFG Energy Storage Report*, 2013.
- [39] X. Zhang, C. Qin, E. Loth, Y. Xu, X. Zhou e H. Chen, «Arbitrage analysis for different energy storage technologies and strategies,» *Energy Reports*, 2021.
- [40] E. -. T. E. A. f. S. o. Energy, «Arbitrage Market,» 2013.
- [41] COMESTO, «AR1.3 Classificazione dei sistemi di accumulo in base all'applicazione ed al contesto,» 2017.
- [42] M. L. Musa, «Modellazione dei sistemi di accumulo termico per impianti solari,» 2010.
- [43] S. Campanari, P. Colbertaldo e G. Guandalini, «Elettrolisi:le tecnologie che trasformano l'elettricità in idrogeno,» 19 Ottobre 2021. [Online]. Available:

<https://rienergia.staffettaonline.com/articolo/34856/Elettrolisi:+le+tecnologie+che+trasformano+l%E2%80%99elettricit%C3%A0+in+idrogeno/S.+Campanari,+P.+Colbertaldo,+G.+Guandalini>. [Consultato il giorno 2023 Settembre 2023].

- [44] G. Comodi, «Appunti Sistemi di Accumulo e loro Gestione - Sistemi di accumulo elettrochimico (batterie),» 2022.
- [45] A. Balocchi, «BESS: Cos'è lo stoccaggio energetico in batteria,» 29 Novembre 2022. [Online]. Available: <https://www.lumi4innovation.it/bess-stoccaggio-energia-in-batteria/>. [Consultato il giorno 18 Settembre 2023].
- [46] L. Misso, «Analisi di rischio per sistemi BESS (Battery Energy Storage System): metodologie applicabili e criticità,» 2023.
- [47] K. B. I. Association, «Energy storage system technology and business model,» 2017.
- [48] N. Andrenacci, V. Sglavo e F. Vellucci, «Definizione della procedura sperimentale di invecchiamento delle celle litio-ione,» ENEA, 2016.
- [49] M. Buonomo, «Batterie per accumulo energetico: tecnologie e rilievi sperimentali,» 2013.
- [50] B. Serban, «Alamy,» 8 Gennaio 2017. [Online]. Available: <https://www.alamy.it/mappa-fisica-molto-dettagliata-dell-italia-in-formato-vettoriale-con-tutte-le-forme-di-rilievo-stati-e-grandi-citta-image469251764.html?imageid=569854D1-2327-4924-9F77-A3A438D7BA2E&p=1298043&pn=1&searchId=875a49d72e3b2b458695c23afb e2b>. [Consultato il giorno 22 Settembre 2023].
- [51] QGIS Association, «QGIS Geographic Information System 3.30.1,» QGIS.org, [Online]. Available: <https://www.qgis.org/>.

- [52] S. Tarquini, I. Isola, M. Favalli, A. Battistini e G. Dotta, «TINITALY, un modello digitale dell'Italia con una dimensione della cella di 10 metri (Versione 1.1),» Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (INGV), 2023.
- [53] Regione Friuli-Venezia Giulia, «PURG - Piano Urbanistico Regolatore Generale,» 1978.
- [54] Comune Pavia di Udine, «PRGC - Piano Regolatore Generale Comunale,» 2023.
- [55] MASE, «Relazione Tecnica Generale Centrale Archimede di Priolo Gargallo,» 2021.
- [56] CATL, «20-foot Container ---Liquid Cooling Battery System,» 2021.
- [57] Università degli Studi di Napoli Federico II, «Trasformatore trifase,» [Online]. Available: <https://www.docenti.unina.it/webdocenti-be/allegati/materiale-didattico/34030177>. [Consultato il giorno 2 Ottobre 2023].
- [58] Italtras srl, «Trasformatori trifase collegamenti,» 29 Giugno 2015. [Online]. Available: [https://www.italtras.com/trasformatori\\_trifase\\_collegamenti/](https://www.italtras.com/trasformatori_trifase_collegamenti/). [Consultato il giorno 2 Ottobre 2023].
- [59] L. Frosini, «Dimensionamento dei trasformatori,» Università di Pavia, 2018.
- [60] Elettromeccanica Colombo srl, «Trasformatori di potenza in olio,» [Online]. Available: [https://www.elettrocolombo.com/it/products/trasformatori\\_di\\_potenza/trasformat ori\\_di\\_potenza\\_in\\_olio](https://www.elettrocolombo.com/it/products/trasformatori_di_potenza/trasformat ori_di_potenza_in_olio). [Consultato il giorno 2 Ottobre 2023].
- [61] G. Comodi, «Appunti Impianti di Conversione dell'energia - Il mercato elettrico,» 2021.
- [62] A. Zilio, «Stima dello stato di salute delle batterie agli ioni di litio nei veicoli elettrici attraverso i sistemi di ricarica,» 2020.



- [63] E. Marchegiani, F. Ferracuti, A. Monteriù, L. Jin, M. Rossi, G. Comodi e L. Ciabattoni, «Li-ion battery aging model robustness: An analysis using univariate and multivariate techniques,» *Journal of Energy Storage*, 2023.

# Ringraziamenti

Arrivato alla fine di questo meraviglioso percorso di crescita personale e professionale reputo doveroso ringraziare tutte le persone che mi sono state accanto durante questi anni.

Un sentito grazie al mio relatore Ing. Mosè Rossi per avermi guidato, con infinita disponibilità, in ogni step della realizzazione dell'elaborato. Inoltre, colgo l'occasione per ringraziarlo per avermi dato l'opportunità di averlo come tutor accademico nel percorso di dottorato che andrò ad intraprendere.

Ringrazio il mio correlatore Ing. Lingkang Jin per i suoi preziosi consigli e per avermi suggerito puntualmente le giuste modifiche da apportare al codice utilizzato nell'elaborato affinché funzionasse correttamente.

Ringrazio il mio tutor aziendale Ing. Diego Margione per avermi permesso di svolgere l'attività di tirocinio all'interno della sua azienda. In particolare, lo ringrazio per l'opportunità di accrescere le mie conoscenze con il dottorato di ricerca che svolgerò presso la sua azienda. Inoltre, vorrei ringraziare Ing. Marta Maiolati per avermi affiancato con grande professionalità durante questi mesi di tirocinio all'interno dell'azienda.

Il ringraziamento più importante va ai miei genitori, per il loro costante sostegno ed i loro insegnamenti senza i quali oggi non sarei ciò che sono. Senza di voi, tutto questo non sarebbe stato possibile. Vorrei ringraziare mamma, il mio porto sicuro, per avermi insegnato che nella vita la determinazione è il motore di tutto. Hai sempre supportato i miei sogni e mi hai incoraggiato a perseguire ciò in cui credevo. Ringrazio babbo perché, nonostante spesso io non sia stato riconoscente nei tuoi confronti, non mi hai mai fatto mancare il tuo appoggio. Spero di avervi resi orgogliosi di me.

Ringrazio mio fratello Elia che con grande pazienza ha accettato di avere un fratello come me nella sua vita. Grazie per aver sopportato tutte le volte che magari senza motivo venivo a disturbarti solo per farti arrabbiare o monopolizzavo il salone per studiare. Inoltre, voglio ringraziarti perché, anche se in silenzio o con piccoli gesti, non mi hai mai fatto mancare il tuo supporto.

Ringrazio nonna Giuseppina e nonno Alberto per il loro affetto costante e per avermi spronato a dare il massimo perché solo il 30 era un buon voto. Ringrazio mia nonna Maria e mio nonno Dino, che oggi non possono essere qua con me, per tutto l'amore ricevuto.

Ringrazio i miei zii e i miei cugini per il sostegno dimostrato in tutto questo percorso. Un ringraziamento speciale devo farlo a Zia Titti, seppur distante fisicamente, per essermi stata accanto in tutto questo percorso prima e dopo ogni esame. Grazie per le infinite telefonate giornaliere e per tutti i consigli che ho quasi sempre ascoltato.

Ringrazio Michela, che da quel primo “allora che ne pensi?” ha deciso, senza sapere a cosa andasse incontro, di condividere questo percorso universitario con me. Grazie perché in questo percorso non sei stata una semplice compagna di corso, hai ascoltato ogni mio sfogo, hai sopportato il mio carattere e soprattutto sei riuscita ad aiutarmi in molte situazioni consigliandomi sempre quello che ritenevi più giusto, sbattendomi in faccia la verità con la sincerità che ti contraddistingue. Ti sarò sempre grato per ciò che sei stata e spero continuerai ad essere nella mia vita.

Ringrazio Maria, la persona più bella che la vita potesse farmi incontrare. Hai sempre creduto in me dimostrandomi in ogni occasione tutto il tuo affetto. Hai ascoltato i miei esaurimenti nervosi, le mie paranoie, i miei momenti di sconforto e soprattutto hai gioito con me per ogni risultato raggiunto. Sappi che sono onorato di averti nella mia vita.

Ringrazio tutti i miei amici per avermi regalato momenti di svago che mi hanno permesso di rendere questo percorso meno faticoso. In particolare, ringrazio gli amici di sempre Elena, Mattia e Niccolò perché mi hanno sempre dimostrato la loro vicinanza.

Ringrazio Marco e Daniele, i miei coinquilini, ma prima di tutto amici, perché hanno sopportato con estrema pazienza un coinquilino come me. Grazie per avermi fatto sentire a casa ogni giorno, per avermi alleggerito le giornate più stressanti e per essere stati semplicemente voi stessi.

Infine, ringrazio tutta la “Pippo Onori’s gang”, per cinque anni siete stati la mia seconda famiglia. Grazie per tutte le cene, gli aperitivi, le serate, i momenti trascorsi insieme e soprattutto per avermi fatto capire che il percorso universitario se vissuto con le persone giuste è un’esperienza indimenticabile. Non smetterò mai di ringraziarvi per questi anni meravigliosi.