



**UNIVERSITÀ POLITECNICA DELLE MARCHE**  
**FACOLTÀ DI INGEGNERIA**

---

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Meccanica

**Progettazione impianto agrivoltaico integrato con “Battery Energy Storage System” (BESS): Caso studio nella Regione Marche**

**Design of an Agrivoltaic System Integrated with a “Battery Energy Storage System” (BESS): A Case Study in Marche Region**

**Relatore:**

Ing. Mosè Rossi, PhD

**Correlatori:**

Prof. Gabriele Comodi, PhD

**Tesi di Laurea di:**

Lorenzo Iaconi

*A.A. 2023/2024*

*A Nonno Basso,*

## **Ringraziamenti**

*Desidero esprimere la mia più sincera gratitudine al mio Relatore l'Ing. Mosè Rossi, per avermi guidato con competenza, pazienza e costante disponibilità durante tutto il percorso di questa tesi. La sua capacità di orientare il mio lavoro con rigore scientifico e stimolante spirito critico è stata fondamentale per il raggiungimento di questo traguardo.*

*Non posso che ringraziare la mia famiglia, per il sostegno incondizionato che non è mai mancato nei momenti più impegnativi del mio percorso. Un pensiero particolare va ai miei genitori e mia sorella, per aver sempre creduto in me e per avermi insegnato il valore della perseveranza e della dedizione.*

*Un ringraziamento speciale va a Maria, per essere stata al mio fianco in ogni passo di questo cammino. Il suo amore, la sua comprensione e il suo supporto costante sono stati per me una fonte inesauribile di forza e motivazione.*

*Un doveroso ringraziamento va anche alla DMP-Project, a Marco e Paolo, per avermi offerto l'opportunità di conciliare lavoro e studio, dimostrando grande flessibilità e comprensione durante il mio percorso accademico. Il supporto ricevuto in questo contesto è stato determinante per raggiungere questo importante traguardo.*

*Infine, un sentito grazie ai miei amici e colleghi, che mi hanno accompagnato in questo viaggio con il loro supporto, il loro affetto e le loro parole di incoraggiamento.*

*A tutti voi, dedico con riconoscenza il frutto del mio impegno.*

# Indice

Ringraziamenti .....	3
1. Introduzione.....	14
1.1 Contesto e motivazioni .....	14
1.2 Scopo e obiettivo della tesi .....	15
1.3 Metodologia di ricerca.....	18
2. Obiettivi 2030 in Europa (obiettivi climatici ed energetici dell'UE per 2030).....	20
1.4 Strategia Europea per le energie rinnovabili.....	23
2.1 Recepimento della Direttiva Europea in Italia .....	25
2.2 Piani Nazionali Integrati per l'energia e il clima (PNIEC).....	31
3. Energie Rinnovabili: Classificazione e stato attuale .....	35
3.1 Energia solare: fotovoltaico .....	38
3.1 Fotovoltaico in Italia: Stato dell'arte e incentivi.....	59
3.2 L'agrivoltaico in Italia (Definizione, direttive, incentivi, vantaggi).....	60
4. Rete elettrica nazionale .....	63
4.1 Sistema elettrico nazionale.....	64
4.2 Produzione.....	64
4.3 Trasmissione.....	66
4.4 Distribuzione .....	69
4.5 Utenze .....	72
5. Sistemi di accumulo dell'energia.....	74
5.1.1 Accumulo Meccanico .....	77
5.1.2 Accumulo Termico .....	81
5.1.3 Accumulo Chimico .....	82
5.1.4 Accumulo Elettrochimico .....	83

5.2	<b>BESS - Battery Energy Storage System</b>	86
5.2.1	<b>Componenti del BESS</b>	87
5.2.2	<b>Tipologie di batterie</b>	90
5.2.3	<b>Parametri prestazionali di una batteria</b>	99
6.	<b>Caso studio</b>	106
6.1	<b>Descrizione d'insieme del progetto</b>	107
6.1.1	<b>Inquadramento</b>	108
6.1.2	<b>Unità di generazione</b>	111
6.1.3	<b>Gruppo di conversione DC/AC (Campi) e trasformazione BT/MT (PS)</b>	114
6.1.4	<b>Media Tensione – Bassa Tensione</b>	123
6.1.5	<b>Strutture vele</b>	125
6.1.6	<b>Cavi</b>	127
6.1.7	<b>Misure di protezione e sicurezza</b>	130
6.1.8	<b>Sistemi Ausiliari</b>	131
6.2	<b>Battery Energy Storage System – BESS</b>	132
6.2.1	<b>Container</b>	134
6.2.2	<b>Cavi</b>	137
6.2.3	<b>Quadro MT</b>	140
6.2.4	<b>Impianto di messa a terra</b>	141
6.3	<b>Elettrodotto</b>	142
6.3.1	<b>Tracciato degli elettrodotti</b>	142
6.3.2	<b>Caratteristiche tecniche dell'elettrodotto</b>	144
6.3.3	<b>Interferenze con altri sottoservizi</b>	146
7	<b>Valutazione tecnica ed economica</b>	158
7.1	<b>Modellazione in Python</b>	158
7.2	<b>PBP e VAN</b>	163
	<b>Conclusioni</b>	166
	<b>Appendice</b>	168
	<b>Riferimenti bibliografici</b>	171

## Indice delle figure

<i>Figura 1 - Emissioni interne di gas a effetto serra dell'UE-27 per settore (2019-2021) [3]</i> .....	20
<i>Figura 2: Evoluzione dell'obiettivo di incremento della quota di energia da fonti rinnovabili [4]</i>	21
<i>Figura 3: Il Green Deal europeo [9]</i> .....	22
<i>Figura 4: Crescita della capacità fotovoltaica in Italia dal 2009 al 2023 [21]</i> .....	26
<i>Figura 5: Confronto tra reti tradizionali e “smart grids” [27]</i> .....	28
<i>Figura 6: L'idrogeno in Italia: le possibilità al 2050 [33]</i> .....	30
<i>Figura 7: Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030 [37]</i> .....	32
<i>Figura 8: Schema funzionale di una “smart grids” [45]</i> .....	34
<i>Figura 9: Composizione del mix elettrico al 2050 [49]</i> .....	35
<i>Figura 10: Produzione globale di energia elettrica divisa per fonte [52]</i> .....	37
<i>Figura 11: Crescita della capacità di energia rinnovabile nel mondo [54]</i> .....	37
<i>Figura 12: Orbita ellittica del sole intorno alla terra [12]</i> .....	38
<i>Figura 13: Le 4 stagioni dovute all'inclinazione della terra [55]</i> .....	39
<i>Figura 14: Posizione del sole rispetto ad un punto sulla terra [55]</i> .....	39
<i>Figura 15: Diagramma Solare Polare [55]</i> .....	40
<i>Figura 16: Diagramma Solare Cartesiano [55]</i> .....	41
<i>Figura 17: Irraggiamento Solare nell'atmosfera [55]</i> .....	43
<i>Figura 18: Attenuazione atmosferica in funzione del tipo di cielo [55]</i> .....	44
<i>Figura 19: Giunzione p-n [15]</i> .....	45
<i>Figura 20: Polarizzazione diretta e inversa della giunzione p-n [55]</i> .....	46
<i>Figura 21: Circuito equivalente di una cella fotovoltaica [55]</i> .....	47
<i>Figura 22: Curva tensione-corrente [55]</i> .....	49
<i>Figura 23: Collegamento celle serie-parallelo [55]</i> .....	49

<i>Figura 24: Influenza della temperatura e della irradiazione [55]</i> .....	50
<i>Figura 25: Diodi di by-pass [55]</i> .....	51
<i>Figura 26: Generatore fotovoltaico [55]</i> .....	52
<i>Figura 27: Scelta dell'inverter [55]</i> .....	54
<i>Figura 28: Impianto mono inverter [55]</i> .....	55
<i>Figura 29: Impianto con inverter di stringa [55]</i> .....	56
<i>Figura 30: sistema elettrico nazionale [63]</i> .....	64
<i>Figura 31: Produzione [63]</i> .....	65
<i>Figura 32: Mix energetico in Italia [65]</i> .....	66
<i>Figura 33: Smart grid</i> .....	68
<i>Figura 34: Trasmissione [63]</i> .....	69
<i>Figura 35: Distribuzione [63]</i> .....	71
<i>Figura 36: Utenze [63]</i> .....	73
<i>Figura 37: Fasi di funzionamento in un sistema di accumulo dell'energia [74]</i> .....	75
<i>Figura 38: Esempio di impianto PHS [74]</i> .....	78
<i>Figura 39: Diabatic-CAES e Adiabatic-CAES [74]</i> .....	79
<i>Figura 40: Diagramma a blocchi LAES [74]</i> .....	80
<i>Figura 41: Volano Meccanico [74]</i> .....	81
<i>Figura 42: Cella Elettrochimica [74]</i> .....	84
<i>Figura 43: Trasmissione di potenza con BESS [77]</i> .....	87
<i>Figura 44: Esploso di un sistema BESS [76]</i> .....	88
<i>Figura 45: Layout di installazione di un sistema BESS [76]</i> .....	89
<i>Figura 46: Principio di funzionamento di carica batteria Piombo-Acido [74]</i> .....	91
<i>Figura 47: Principio di funzionamento di carica batteria nickel-cadmio [74]</i> .....	92
<i>Figura 48: Principio di funzionamento di carica batteria nickel-cadmio [74]</i> .....	94

<i>Figura 49: Principio di funzionamento di carica batteria al Litio [74]</i> .....	95
<i>Figura 50: Principio di funzionamento di carica batteria a flusso [16]</i> .....	96
<i>Figura 51: Principio di funzionamento di carica batteria Sodio-Nichel-Cloruro [16]</i> .....	97
<i>Figura 52: Principio di funzionamento di carica batteria sodio-zolfo [16]</i> .....	99
<i>Figura 53: Andamento temporale della scarica di una batteria [74]</i> .....	100
<i>Figura 54: Circuito equivalente tensione durante la scarica [74]</i> .....	101
<i>Figura 55: Curve tensione-tempo di scarica [16]</i> .....	102
<i>Figura 56: Fasi di carica della batteria [74]</i> .....	103
<i>Figura 57: Effetto della temperatura sulla capacità [74]</i> .....	104
<i>Figura 58: Autoscarica di una batteria [16]</i> .....	105
<i>Figura 59: Capacità in funzione della temperatura e del tempo [74]</i> .....	105
<i>Figura 60: Inquadramento impianto agrivoltaico su larga scala</i> .....	109
<i>Figura 61: Inquadramento su catastale</i> .....	109
<i>Figura 62: Scheda tecnica del modulo</i> .....	113
<i>Figura 63: Scheda tecnica inverter</i> .....	116
<i>Figura 64: Layout impianto</i> .....	117
<i>Figura 65: Suddivisione in campi</i> .....	118
<i>Figura 66: Layout stringhe campo 01</i> .....	119
<i>Figura 67: Layout stringhe campo 02</i> .....	120
<i>Figura 68: Layout stringhe campo 03</i> .....	121
<i>Figura 69: Layout stringhe campo 04</i> .....	122
<i>Figura 70: Layout cabina di trasformazione</i> .....	124
<i>Figura 71: Tipico installazione interna power station</i> .....	125
<i>Figura 72: Strutture vele</i> .....	126
<i>Figura 73: Sezioni via cavi MT</i> .....	129



<i>Figura 74: Sezioni via cavi BT - Stringhe</i> .....	129
<i>Figura 75: Curva di Capability (P-Q)</i> .....	133
<i>Figura 76: Pianta container storage</i> .....	135
<i>Figura 77: Particolari indicativi containers</i> .....	137
<i>Figura 78: Via cavi BESS</i> .....	139
<i>Figura 79: Sezioni via cavi BESS</i> .....	139
<i>Figura 80: Impianto di terra BESS</i> .....	141
<i>Figura 81: Tracciato delle opere di connessione</i> .....	143
<i>Figura 82: Posa cavidotto con perforazione (spingitubo, TOC)</i> .....	145
<i>Figura 83: Interferenza con cavi telecomunicazione sovrastanti</i> .....	147
<i>Figura 84: Interferenza cavi Telecom sottostanti</i> .....	147
<i>Figura 85: Parallelismo cavi energia e cavi di telecomunicazione</i> .....	148
<i>Figura 86: Incrocio tra cavi di energia e tubazioni metalliche</i> .....	149
<i>Figura 87: Parallelismi tra cavi di energia e tubazioni metalliche</i> .....	150
<i>Figura 88: Classificazione tubazioni di metano</i> .....	151
<i>Figura 89: Incroci tra cavi energia e tubazioni a pressione nominale &gt; 5 bar</i> .....	152
<i>Figura 90: Incrocio tra cavi di energia e tubazione metano a pressione nominale &gt; 5 bar</i> .....	153
<i>Figura 91: Parallelismi tra cavi di energia e tubazioni metano a pressione nominale &gt; 5 bar</i> ...	154
<i>Figura 92: Incrocio tra cavi di energia e tubazione metano a pressione nominale &lt; 5 bar</i> .....	155
<i>Figura 93: Incrocio tra cavi di energia e tubazione metano a pressione nominale &lt; 5 bar</i> .....	156
<i>Figura 94: Parallelismi tra cavi di energia e tubazioni metano a pressione nominale &lt; 5 bar</i> ...	157
<i>Figura 95: Andamento annuale prezzo zonale</i> .....	159
<i>Figura 96: Carica e scarica 1 ora</i> .....	160
<i>Figura 97: Carica e scarica 2 ore</i> .....	160
<i>Figura 98: Carica e scarica 3 ore</i> .....	161

<i>Figura 99: Carica e scarica 4 ore</i> .....	161
<i>Figura 100: Andamento dei guadagni</i> .....	162
<i>Figura 101: Ritorno economico al variare delle ore di carica/scarica</i> .....	165

## **Indice delle tabelle**

<i>Tabella 1: Caratteristiche modulo fotovoltaico</i> .....	111
<i>Tabella 2: Caratteristiche PS</i> .....	115
<i>Tabella 3: Caratteristiche inverter</i> .....	115
<i>Tabella 4: Calcolo aree</i> .....	117
<i>Tabella 5: Caratteristiche campi</i> .....	118
<i>Tabella 6: Caratteristiche PS01</i> .....	119
<i>Tabella 7: Caratteristiche PS02</i> .....	120
<i>Tabella 8: Caratteristiche PS03</i> .....	121
<i>Tabella 9: Caratteristiche PS04</i> .....	122
<i>Tabella 10: Caratteristiche cavi MT</i> .....	128
<i>Tabella 11: Coordinate punto di connessione e Cabina di consegna</i> .....	143
<i>Tabella 12: Elenco infrastrutture</i> .....	144
<i>Tabella 13: Guadagni e degrado BESS</i> .....	162
<i>Tabella 14: Quadro economico</i> .....	163
<i>Tabella 15: Confronto PBP nei 4 scenari</i> .....	164

# Nomenclatura

## Acronimi

UE	Unione Europea
PNIEC	Piani Nazionali Integrati per l’Energia e il Clima
PBP	Payback Period
VAN	Valore Attuale Netto Valore Attuale Netto
TIR	Tasso Interno di Rendimento
BESS	Battery Energy Storage System
SoH	State of Health
SoC	State of Charge
DOD	Depth of Discharge
ETS	Environmental Trading System
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism
CA	Corrente Alternata
CC	Corrente Costante
SPD	Surge Protective Devices
UV	Ultravioletto
IP	Ingress Protection
MPPT	Maximum Power Point Tracking
SELV	Safety Extra Low Voltage
PELV	Protective Extra Low Voltage
MT	Media Tensione
BT	Bassa Tensione
MASE	Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica
PNRR	Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale
TSO	Transmission System Operator
ISO	Independent System Operator
CNC	Nazionale di Controllo
MISE	Ministero dello Sviluppo Economico
AIEE	Associazione Italiana per l’Efficienza Energetica
RSU	Rifiuti Solidi Urbani
PHS	Pumped-Hydro Storage
CAES	Compressed Air Energy Storage
D-CAES	Diabatic-CAES
A-CAES	Adiabatic-CAES
LAES	Liquid Air Energy Storage
BMS	Battery Management System
BTMS	Battery Thermal Management System
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SIC	Siti di Importanza Comunitaria
ZPS	Zone di Protezione Speciale
PAI	Piano di Assetto Idrogeologico

NCEU	Nuovo Catasto Edilizio Urbano
STC	Standard Test Conditions
UPS	Uninterruptible Power Supply
TOC	Trivellazione Orizzontale Controllata

## Simboli

TWh	Terawattora
GW	Gigawattora
V	Tensione [V]
km	Kilometro
$\beta$	Angolo di altezza solare [ $^{\circ}$ ]
$\alpha$	Azimut [ $^{\circ}$ ]
$I_{cs}$	Costante solare [ $W/m^2$ ]
E	Energia radiante corpo nero [ $W/m^2$ ]
$\sigma$	Costante di Stefan–Boltzmann [ $W/m^2K^4$ ]
$\Phi$	Flusso solare [W]
$r_s$	Raggio solare [km]
$r_0$	Raggio sfera [km]
$\lambda$	Lunghezza d'onda [ $\mu m$ ]
$E_g$	Energia di gap [eV]
$G_i$	Conduttanza di dispersione [S]
$R_s$	Resistenza interna [ $\Omega$ ]
$V_{OC}$	Tensione a circuito aperto [V]
I	Corrente [A]
$I_{SC}$	Corrente di corto circuito [A]
$P_m$	Potenza massima [W]
$I_I$	Momento d'inerzia [ $kgm^2$ ]
$\omega$	Velocità di rotazione [rad/s]
T	Temperatura assoluta corpo nero [K]
Q	Calore [J]
P	Densità [ $kg/m^3$ ]
$c_p$	Calore specifico [J/gK]
V	Volume [ $m^3$ ]
C	Capacità [kWh]
$C_n$	Capacità nominale [kWh]
$t_n$	Tempo di scarica [h]

## **Abstract**

La presente tesi analizza l'evoluzione delle energie rinnovabili in Europa, con particolare riferimento agli obiettivi climatici ed energetici dell'Unione Europea per il 2030 e alla loro implementazione in Italia. Dopo una panoramica sulle strategie europee e sui Piani Nazionali Integrati per l'Energia e il Clima (PNIEC), vengono esaminate le principali fonti rinnovabili, con un focus sul fotovoltaico e sull'agrivoltaico, approfondendone lo stato attuale, le opportunità e gli incentivi disponibili.

Un'ulteriore parte del lavoro si concentra sulla rete elettrica nazionale, affrontando i temi legati alla produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia. Particolare attenzione è dedicata ai sistemi di accumulo, con una dettagliata analisi delle tecnologie emergenti come il Battery Energy Storage System (BESS). La tesi culmina con uno studio di caso che esplora un progetto integrato tra fonti rinnovabili e sistemi di accumulo, fornendo una descrizione tecnica dei sistemi di generazione, conversione, distribuzione e accumulo, compresi gli aspetti di sicurezza. Inoltre, attraverso una modellazione in Python, viene valutata la sostenibilità economica del progetto utilizzando indicatori come il Payback Period (PBP) e il Valore Attuale Netto (VAN).

I risultati del lavoro evidenziano che la durata dei cicli di carica/scarica influenza significativamente i guadagni economici e la vita utile delle batterie. Cicli più lunghi, come quelli di 4 ore, riducono la potenza disponibile nei momenti di prezzo favorevole dell'energia, diminuendo l'efficienza complessiva del sistema. Tuttavia, questa riduzione non è proporzionale alla perdita economica, suggerendo una gestione meno intensiva come strategia utile per preservare la durata del sistema di accumulo. L'analisi economica ha rilevato un PBP compreso tra 8 e 9 anni, con il VAN e il TIR che restano sostenibili anche per cicli operativi meno intensivi, dimostrando la validità del progetto.

In sintesi, l'impianto agrivoltaico con accumulo rappresenta una soluzione efficace sia dal punto di vista energetico che economico. Tuttavia, una gestione ottimale del sistema BESS, che bilanci guadagni economici, longevità tecnologica e adattabilità al mercato energetico, è essenziale per garantire una sostenibilità a lungo termine. Questo lavoro offre un contributo significativo alla comprensione delle sfide e delle opportunità legate alla transizione energetica, fornendo spunti per l'adozione di soluzioni innovative e sostenibili.

# **1. Introduzione**

## **1.1 Contesto e motivazioni**

Negli ultimi decenni la questione energetica è emersa come una delle sfide più pressanti a livello globale, una sfida alla base della quale si pone il dilemma di come soddisfare la crescente domanda di energia in modo sicuro, economico e sostenibile, riducendo al contempo le conseguenze negative dell'attuale dipendenza dalle risorse fossili.

L'uso massiccio di combustibili fossili ha portato a una serie di problematiche ambientali, sociali ed economiche che richiedono un cambiamento radicale nel modo in cui produciamo e consumiamo energia. Le fonti di energia rinnovabile e la transizione energetica rappresentano non solo una risposta necessaria a queste problematiche, ma anche un'opportunità per creare un futuro sostenibile e resiliente.

Il riscaldamento globale e i cambiamenti climatici rappresentano una minaccia esistenziale per l'umanità e gli ecosistemi. Le emissioni di gas serra, principalmente derivanti dalla combustione di combustibili fossili, hanno portato a un aumento delle temperature medie globali, con effetti devastanti come l'innalzamento del livello del mare, eventi meteorologici estremi, e perdita di biodiversità. Gli accordi internazionali, come l'Accordo di Parigi del 2015, mirano a limitare l'aumento della temperatura globale ben al di sotto dei 2°C rispetto ai livelli preindustriali, promuovendo la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> e l'adozione di energie rinnovabili.

La dipendenza dai combustibili fossili non solo influisce sull'ambiente, ma pone anche questioni di sicurezza energetica. Molti paesi importano una quantità significativa del loro fabbisogno energetico, rendendoli vulnerabili a fluttuazioni dei prezzi internazionali e instabilità geopolitiche. La diversificazione delle fonti energetiche attraverso le rinnovabili può ridurre questa dipendenza e aumentare la sicurezza energetica nazionale.

Le tecnologie green stanno rapidamente evolvendo, rendendo le fonti di energia come il solare, l'eolico, l'idroelettrico e la biomassa più efficienti e convenienti. Questo progresso tecnologico non solo le rende una scelta competitiva dal punto di vista economico, ma

stimola anche lo sviluppo di nuove industrie e posti di lavoro, contribuendo alla crescita economica sostenibile.

L'energia rinnovabile può essere sviluppata in modo decentralizzato, favorendo l'autosufficienza energetica delle comunità locali e riducendo la povertà energetica. Inoltre, l'adozione di politiche inclusive assicura che i benefici della transizione siano equamente distribuiti tra tutte le fasce della popolazione.

L'educazione e la consapevolezza pubblica sono fondamentali per il successo della transizione energetica. È essenziale informare e coinvolgere i cittadini sui benefici delle energie rinnovabili e sull'importanza della sostenibilità. Programmi educativi e campagne di sensibilizzazione possono aiutare a cambiare le abitudini di consumo e promuovere comportamenti più sostenibili.

Tuttavia, la transizione verso un sistema energetico sostenibile richiede ingenti investimenti nelle infrastrutture. Questo include la modernizzazione delle reti elettriche, lo sviluppo di tecnologie di stoccaggio dell'energia e l'installazione di impianti di energia rinnovabile. Sebbene l'investimento iniziale possa essere elevato, i benefici a lungo termine in termini di risparmi sui costi energetici e riduzione dei danni ambientali sono significativi.

## **1.2 Scopo e obiettivo della tesi**

La presente tesi si propone di esplorare e analizzare il potenziale degli impianti agrivoltaici integrati con sistemi di accumulo dell'energia Battery Energy Storage System BESS, valutandone l'efficacia in termini di ottimizzazione dell'uso del suolo, incremento della produzione di energia rinnovabile e vantaggi economici legati alla vendita dell'energia nei momenti di picco della domanda. L'agrivoltaico è una soluzione innovativa e sostenibile, che combina la produzione di energia solare con le attività agricole, permettendo un doppio utilizzo del territorio. Questo aspetto è fondamentale in un'epoca di crescente pressione sulla gestione delle risorse naturali.

Nella prima parte della tesi viene affrontato il tema della transizione energetica a livello globale e, in particolare, europeo, con un'attenzione specifica agli obiettivi dell'Unione Europea (UE) per il 2030. Vengono analizzati gli impegni presi dall'Unione Europea in

termini di riduzione delle emissioni di gas serra, incremento dell'efficienza energetica e promozione delle energie rinnovabili. In questo contesto, sono trattate le politiche energetiche europee, le normative e le iniziative mirate a favorire lo sviluppo delle tecnologie verdi, con un focus sugli impianti agrivoltaici e sui sistemi di accumulo energetico. L'adattamento di queste direttive europee al contesto italiano viene esplorato attraverso un'analisi dei Piani Nazionali Integrati per l'Energia e il Clima (PNIEC), i quali rappresentano lo strumento chiave per guidare la transizione energetica in Italia. Vengono approfonditi i principali obiettivi nazionali e le strategie di implementazione adottate per incentivare la diffusione delle energie rinnovabili con un'attenzione particolare al settore fotovoltaico. Sono esaminati i vari schemi di incentivi economici, e lo stato dell'arte del fotovoltaico in Italia, fornendo una panoramica delle opportunità e delle sfide che caratterizzano il mercato italiano.

All'interno di questa cornice, un capitolo viene dedicato all'analisi del fenomeno dell'agrivoltaico in Italia, una tecnologia ancora relativamente nuova ma con un enorme potenziale di crescita.

La tesi affronta anche l'aspetto cruciale della rete elettrica nazionale, descrivendo il funzionamento del sistema elettrico italiano, a partire dalla produzione di energia, per passare alla trasmissione e distribuzione, fino ad arrivare alle utenze finali. Quest'analisi permette di contestualizzare l'importanza dell'integrazione dei sistemi di accumulo di energia all'interno di un sistema complesso come quello italiano, caratterizzato da una crescente quota di energia rinnovabile e dalla necessità di bilanciare la domanda e l'offerta energetica in modo efficiente.

Uno dei punti centrali della tesi è lo studio dei sistemi di accumulo dell'energia, con particolare attenzione ai BESS. Vengono esaminate le diverse tecnologie di accumulo disponibili, come l'accumulo chimico ed elettrochimico e vengono analizzati nel dettaglio i componenti chiave di un sistema BESS. Sono approfonditi gli aspetti tecnici relativi alle tipologie di batterie utilizzate, le loro caratteristiche prestazionali, come lo stato di salute (State of Health - SoH), lo stato di carica (State of Charge - SoC) e la profondità di scarica (Depth of Discharge - DOD), nonché le dinamiche di degrado delle batterie nel tempo che rappresentano una delle principali sfide nella gestione di questi sistemi.



Una parte fondamentale della tesi è dedicata al caso studio riguardante la progettazione di un impianto fotovoltaico a terra, nello specifico un impianto agrivoltaico integrato con un sistema BESS. In questo contesto viene presentata un'analisi pratica e dettagliata delle fasi di progettazione, implementazione e gestione di un impianto agrivoltaico. Sono esplorate le problematiche tecniche legate alla selezione delle tecnologie più appropriate, il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico, del sistema di accumulo e la loro integrazione con la rete elettrica esistente. Il caso studio si concentra anche sull'analisi vincolistica e sulla valutazione delle autorizzazioni necessarie per la costruzione e messa in funzione di un impianto di questo tipo.

Una sezione specifica è dedicata alla valutazione economica del progetto. Vengono esaminati i benefici economici derivanti dall'ottimizzazione della produzione di energia rinnovabile e dalla possibilità di immagazzinare l'energia nei momenti di bassa domanda per poi venderla nei momenti in cui la richiesta di energia e, quindi, i prezzi di mercato sono più alti. Attraverso modelli matematici sviluppati in Python viene effettuata una simulazione dei flussi energetici ed economici dell'impianto con l'obiettivo di valutare la sostenibilità finanziaria.

In sintesi, l'obiettivo della tesi è duplice: da un lato, contribuire alla comprensione del potenziale offerto dagli impianti agrivoltaici con sistemi di accumulo, evidenziando le opportunità in termini di sostenibilità ambientale ed economica; dall'altro, fornire una guida pratica e dettagliata per la progettazione e gestione di tali impianti, basata su dati reali e su un'analisi interdisciplinare che abbraccia aspetti tecnici, normativi ed economici.

Questa tesi è stata sviluppata nell'ambito di un progetto al quale l'autore ha partecipato direttamente, in collaborazione con una società di ingegneria. Questo ha permesso di acquisire una conoscenza pratica delle dinamiche operative, delle sfide tecniche e delle opportunità di miglioramento legate allo sviluppo di un progetto agrivoltaico con BESS. L'esperienza sul campo ha consentito di arricchire l'analisi con dati reali e casi di studio specifici, garantendo un'elaborazione dettagliata e una validazione concreta delle conclusioni raggiunte.

### **1.3 Metodologia di ricerca**

L'impianto agrivoltaico con sistema BESS rappresenta una soluzione tecnologica innovativa che combina la produzione di energia elettrica da fonte solare con l'uso ottimizzato del suolo agricolo, offrendo al contempo la possibilità di immagazzinare energia per un uso futuro.

La metodologia adottata per questo studio si è focalizzata su diversi aspetti chiave: l'analisi del sito, la progettazione integrata, l'ottimizzazione dell'uso del suolo, la scelta e dimensionamento del sistema di accumulo e infine la valutazione economica e ambientale dell'impianto.

L'analisi del sito ha rappresentato il primo passo critico, permettendo di identificare le caratteristiche geografiche, climatiche e agricole che avrebbero influenzato la progettazione dell'impianto. È stata eseguita una valutazione dettagliata delle condizioni di irraggiamento solare, del tipo di colture praticabili e della conformazione del terreno, elementi essenziali per garantire l'efficacia dell'impianto sia dal punto di vista energetico che agricolo.

La progettazione integrata dell'impianto ha tenuto conto della necessità di armonizzare l'installazione dei moduli fotovoltaici con l'attività agricola, minimizzando l'impatto sull'uso del suolo e massimizzando la resa agricola. Questo approccio ha richiesto una stretta collaborazione con agronomi ed esperti del settore fotovoltaico per sviluppare soluzioni tecniche che consentissero la coesistenza ottimale delle due attività.

Uno degli aspetti più rilevanti di questa metodologia è stata la scelta e il dimensionamento del sistema di accumulo BESS. La decisione di integrare un sistema di accumulo è stata guidata dalla necessità di stabilizzare la fornitura di energia, consentendo la possibilità di accumulare l'energia prodotta nelle ore di maggiore irraggiamento solare e di rilasciarla durante i periodi di picco della domanda energetica. Questa soluzione offre notevoli vantaggi sia dal punto di vista economico, poiché permette di vendere l'energia a prezzi più elevati durante i picchi di domanda, sia dal punto di vista della stabilità della rete, contribuendo a bilanciare la produzione e il consumo di energia.

La partecipazione diretta al progetto mi ha permesso di applicare in modo pratico e dettagliato le conoscenze teoriche acquisite, affrontando e risolvendo in prima persona le problematiche tecniche e operative che si sono presentate. Ho avuto l'opportunità di collaborare con un team di professionisti di alto livello, il che ha arricchito ulteriormente la mia esperienza.

Il mio contributo si è focalizzato in particolare sulla fase iniziale del progetto, partendo dal sopralluogo del terreno fino alla progettazione dell'impianto. Questo ha incluso la definizione del layout dei moduli, la realizzazione degli schemi unifilari e della mappa delle stringhe, oltre alla progettazione dell'elettrodotto necessario per la connessione alla cabina primaria.

La metodologia utilizzata in questo progetto rappresenta un modello applicabile a future implementazioni di impianti agrivoltaici con BESS, offrendo un quadro chiaro dei vantaggi e delle sfide associate a questo tipo di soluzione. L'esperienza acquisita in questo caso studio fornisce una base solida per ulteriori ricerche e sviluppi nel campo delle energie rinnovabili integrate con l'agricoltura, contribuendo alla transizione verso un sistema energetico più sostenibile e resiliente.

## 2. Obiettivi 2030 in Europa (obiettivi climatici ed energetici dell'UE per 2030)

Il 2030 rappresenta un traguardo fondamentale per l'Unione Europea nella lotta al cambiamento climatico e nella transizione verso un'economia sostenibile e a basse emissioni di carbonio. Gli obiettivi climatici ed energetici dell'UE per il 2030 sono stati definiti all'interno del quadro strategico per il clima e l'energia, adottato dai leader europei nel 2014 e successivamente aggiornato per allinearsi all'Accordo di Parigi del 2015. Questi obiettivi riflettono l'impegno dell'UE a guidare l'azione globale contro il riscaldamento globale e a promuovere un sistema energetico che sia sicuro, competitivo e sostenibile[1].

Gli obiettivi dell'UE per il 2030 si articolano su tre pilastri: la riduzione delle emissioni di gas serra, l'incremento della quota di energia rinnovabile nel mix energetico, e il miglioramento dell'efficienza energetica. In particolare, l'Unione Europea si è posta l'obiettivo di ridurre le emissioni di gas serra di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990. Questo traguardo è una delle principali componenti del Green Deal europeo, l'ambiziosa strategia della Commissione Europea per rendere l'Europa il primo continente a impatto climatico zero entro il 2050[2]. Per raggiungere questo obiettivo, l'UE ha adottato una serie di regolamenti e direttive che mirano a ridurre le emissioni nei settori chiave come l'industria, i trasporti, l'energia e l'agricoltura.

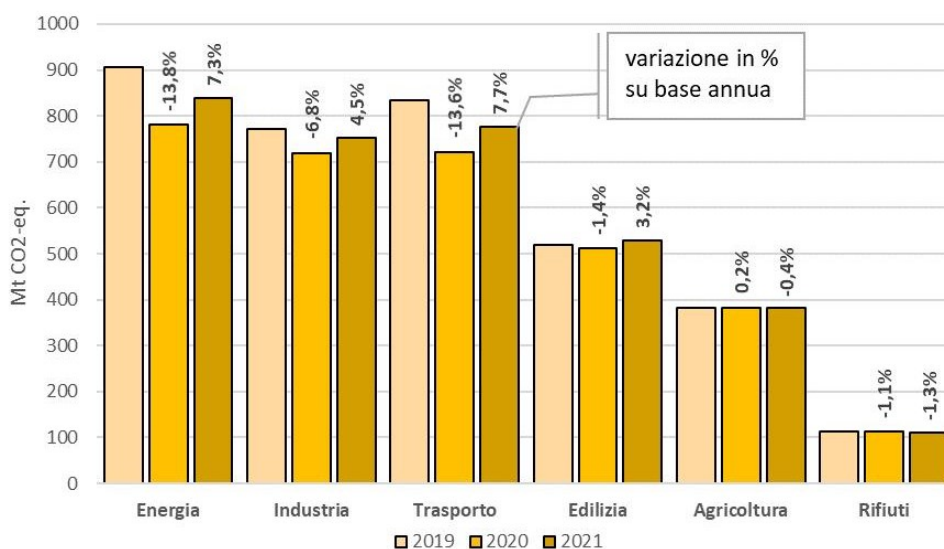


Figura 1 - Emissioni interne di gas a effetto serra dell'UE-27 per settore (2019-2021) [3]

Oltre alla riduzione delle emissioni, l'UE mira ad aumentare la quota di energia rinnovabile nel suo mix energetico, puntando a raggiungere almeno il 45% entro il 2030. Questo obiettivo è stato rivisto al rialzo nel corso degli anni, riflettendo il progresso tecnologico e la crescente competitività delle fonti rinnovabili come il solare e l'eolico.

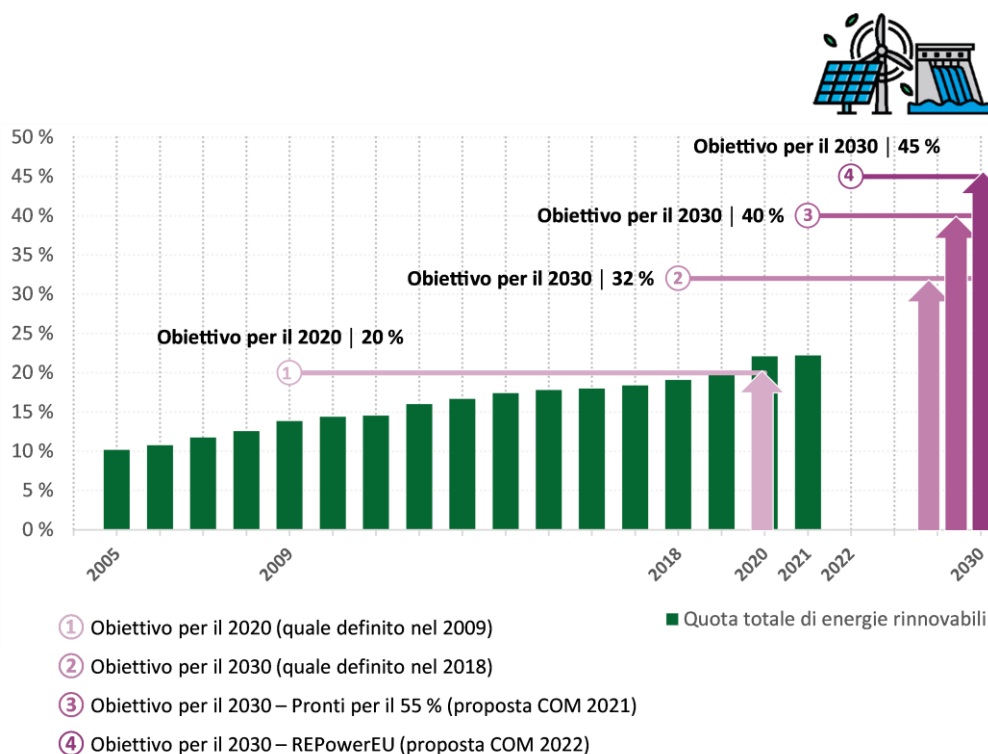


Figura 2: Evoluzione dell'obiettivo di incremento della quota di energia da fonti rinnovabili [4]

L'incremento dello sfruttamento delle fonti di energia rinnovabile è considerato non solo come mezzo per ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub>, ma anche come un'opportunità per stimolare l'innovazione, creare nuovi posti di lavoro e ridurre la dipendenza energetica dell'Europa da fonti fossili importate[5].

L'efficienza energetica costituisce il terzo pilastro degli obiettivi climatici ed energetici dell'UE per il 2030. L'Unione si è impegnata a migliorare l'efficienza energetica del 45% rispetto ai livelli previsti in assenza di nuove politiche. Questo significa un uso più efficiente dell'energia in tutti i settori dell'economia, dalla produzione industriale all'edilizia, dai trasporti ai servizi. Migliorare l'efficienza energetica è essenziale non solo per ridurre le emissioni, ma anche per contenere i costi energetici per le imprese e i cittadini, migliorando la competitività dell'economia europea[6].

Il raggiungimento di questi obiettivi richiede un impegno congiunto da parte di tutti gli Stati membri dell'UE, nonché un forte sostegno politico e finanziario. Per questo motivo, l'UE ha introdotto diversi strumenti finanziari e iniziative legislative per facilitare la transizione energetica e climatica. Tra questi, il Fondo per una transizione giusta, il programma Horizon Europe e il meccanismo per una transizione giusta sono alcuni degli strumenti chiave che forniscono supporto tecnico e finanziario alle regioni e ai settori più colpiti dalla transizione[7].

Il quadro normativo per il 2030 si inserisce inoltre in un contesto globale di crescente consapevolezza e azione contro il cambiamento climatico. L'UE, consapevole del proprio ruolo di leader globale in questo campo, lavora attivamente per promuovere l'adozione di politiche climatiche ambiziose a livello internazionale, cercando di influenzare anche altri grandi emettitori di CO<sub>2</sub> come Cina e Stati Uniti. A tal fine, l'UE partecipa attivamente ai negoziati internazionali sul clima, collaborando con altre nazioni e regioni per accelerare la transizione verso un'economia globale a basse emissioni[8].

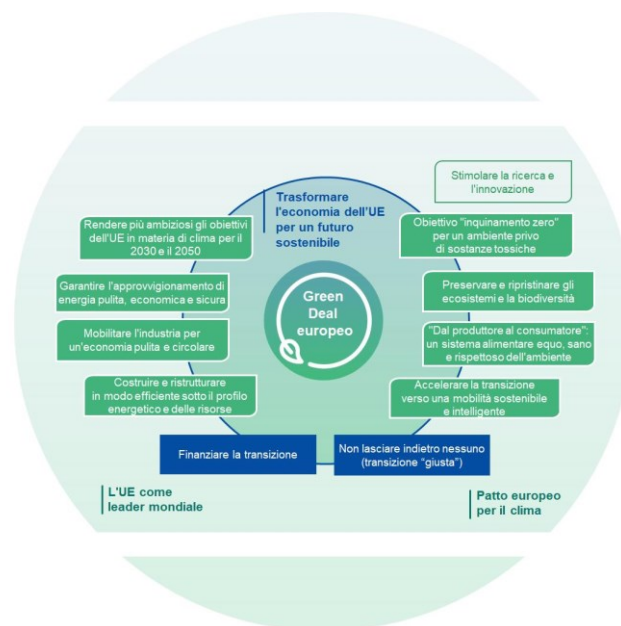


Figura 3: Il Green Deal europeo [9]

Oltre agli obiettivi principali, l'UE ha adottato politiche specifiche per settori cruciali come i trasporti e l'agricoltura.

Nel settore dell'agricoltura, l'UE sta integrando pratiche agricole più sostenibili per promuovere l'utilizzo di energia rinnovabile nelle attività agricole, contribuendo a una riduzione complessiva delle emissioni del settore[10].

L'UE ha anche riconosciuto l'importanza di coinvolgere i cittadini e le comunità locali nel raggiungimento degli obiettivi climatici ed energetici. Iniziative come il Patto dei Sindaci per il Clima e l'Energia incoraggiano le città e le regioni europee a sviluppare piani d'azione per il clima, con l'obiettivo di ridurre le emissioni locali e adattarsi ai cambiamenti climatici. Questi sforzi sono essenziali per garantire che la transizione verso un'economia sostenibile sia equa e inclusiva, garantendo che nessuna regione o cittadino europeo venga lasciato indietro[11].

Il raggiungimento di questi obiettivi entro il 2030 richiederà un intervento tangibile a livello europeo, nazionale e locale, e di conseguenza il coinvolgimento diretto di tutti i settori della società. Se l'UE riuscirà a centrare questi obiettivi, non solo riuscirà a rafforzare la propria leadership globale nella lotta al cambiamento climatico, ma getterà anche le basi per un futuro più verde per tutti i cittadini europei.

## **1.4 Strategia Europea per le energie rinnovabili**

La valorizzazione e l'incentivazione delle energie rinnovabili è al centro della strategia dell'Unione Europea per affrontare le sfide energetiche e climatiche del nostro tempo.

Fin dai primi anni 2000, l'UE ha sviluppato un quadro normativo che ha incentivato l'adozione di fonti energetiche pulite, riducendo la dipendenza dai combustibili fossili e migliorando la sicurezza energetica del continente.

Un passo fondamentale in questa direzione è stata l'introduzione della Direttiva 2009/28/CE, nota anche come "Direttiva sulle energie rinnovabili". Questa normativa ha imposto obiettivi vincolanti a tutti gli Stati membri, stabilendo che entro il 2020 il 20% del consumo energetico totale dell'UE dovesse provenire da fonti rinnovabili[12].

Tutto questo ha stimolato notevolmente gli investimenti e sviluppi in tecnologie come l'energia solare, l'eolico e la biomassa, portando a un'espansione significativa di queste fonti nel mix energetico europeo.

Visto il successo della prima direttiva, l'UE ha scelto di aumentare ulteriormente gli standard. Nel 2018, con il Pacchetto Energia Pulita per Tutti gli Europei, è stato fissato un nuovo obiettivo vincolante: raggiungere almeno il 45% di energia rinnovabile entro il 2030, con la possibilità di rivedere questo obiettivo al rialzo nel 2023[13].

L'integrazione delle energie rinnovabili nel mercato energetico europeo è un altro elemento cruciale della strategia UE. Negli ultimi anni, l'UE ha lavorato per creare un mercato unico dell'energia, flessibile e resiliente, capace di accogliere una quota crescente di fonti rinnovabili intermittenti, come l'energia solare ed eolica. Questo è stato possibile grazie a investimenti in infrastrutture di rete, progetti di interconnessione tra i vari Stati membri e lo sviluppo di sistemi di gestione intelligente dell'energia[14]. In questo modo, le rinnovabili non vengono viste solo come una risposta alle questioni ambientali, ma anche come una grande opportunità economica che può stimolare la crescita e rafforzare la competitività dell'Europa. Il Green Deal Europeo, lanciato nel 2019 dalla Commissione Europea, ha ulteriormente rafforzato l'impegno dell'UE per le energie rinnovabili.

L'obiettivo ambizioso è quello di rendere l'Europa il primo continente a impatto climatico zero entro il 2050. Alcuni strumenti di cui l'UE si è avvalsa sono l'Environmental Trading System (ETS), il meccanismo di aggiustamento del carbonio alle frontiere (c.d. Carbon Border Adjustment Mechanism - CBAM) e il rafforzamento delle direttive sulle energie rinnovabili[15]. Questi strumenti sono pensati per accelerare la transizione verso l'energia pulita, mantenendo al contempo la competitività dell'industria europea a livello globale. Per raggiungere questo traguardo, la Commissione Europea ha proposto una serie di iniziative legislative che includono la revisione del sistema di scambio delle quote di emissione.

La strategia dell'UE non si limita a fissare obiettivi, ma prevede anche un ampio sostegno finanziario e tecnico alle regioni e ai settori più colpiti dalla transizione energetica. In particolare, il Fondo per una Transizione Giusta, creato nell'ambito del Green Deal, è destinato a sostenere le regioni più dipendenti dalle industrie ad alta intensità di carbonio.

Questo fondo offre loro la possibilità di diversificare le proprie economie e di sviluppare nuove opportunità legate alle energie rinnovabili[16]. In questo modo, l'UE cerca di



garantire che la transizione energetica sia equa e inclusiva, evitando che alcune regioni o gruppi sociali restino indietro.

La ricerca e l'innovazione sono altri aspetti fondamentali della strategia europea per le energie rinnovabili. Attraverso programmi come Horizon Europe, l'UE finanzia progetti di ricerca avanzata su nuove tecnologie energetiche, come le batterie di nuova generazione e l'idrogeno verde. Questi sforzi sono cruciali per mantenere l'Europa all'avanguardia nell'innovazione tecnologica e per garantire che le soluzioni energetiche del futuro siano sostenibili e competitive[17].

Si può così notare che l'UE è fortemente impegnata nella cooperazione internazionale nel campo delle energie rinnovabili; lavorando con partner globali, mira a promuovere la transizione energetica su scala mondiale, specialmente nei paesi in via di sviluppo, dove contribuisce a migliorare l'accesso all'energia pulita e a ridurre le emissioni globali di gas serra[18].

Questa strategia europea per le energie rinnovabili è uno dei pilastri fondamentali dell'agenda climatica ed energetica dell'UE, dove attraverso obiettivi ambiziosi, il sostegno finanziario e l'innovazione tecnologica, si pone come leader globale nella transizione verso un sistema energetico sostenibile e a basse emissioni di carbonio. Il successo di questa strategia dipenderà dalla capacità dell'Europa di mantenere un approccio integrato e inclusivo, capace di affrontare le sfide future e di coinvolgere tutti gli Stati membri nel raggiungimento di obiettivi comuni.

## **2.1 Recepimento della Direttiva Europea in Italia**

Il recepimento della Direttiva Europea in materia di energie rinnovabili e clima in Italia rappresenta un processo complesso e articolato, che riflette la volontà del Paese di allinearsi agli ambiziosi obiettivi dell'UE in materia di sostenibilità ambientale, sociale ed economica.

Questo capitolo esplora in dettaglio come l'Italia ha recepito e implementato le direttive europee, affrontando le sfide specifiche del contesto nazionale e le opportunità che queste normative offrono.

Il processo di recezione delle direttive europee in Italia inizia con l'adozione della Direttiva 2009/28/CE, che ha posto le basi per l'incremento delle energie rinnovabili nel mix energetico nazionale. L'Italia, come tutti gli altri Stati membri dell'UE, è stata chiamata a sviluppare un piano nazionale per raggiungere l'obiettivo del 45% di energia da fonti rinnovabili entro il 2030[19].

Uno degli strumenti chiave adottati dal governo italiano per incentivare le energie rinnovabili è stato il Conto Energia, un programma di incentivi per la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici. Lanciato nel 2005, il Conto Energia ha visto una crescita esponenziale della capacità installata, rendendo l'Italia uno dei principali mercati mondiali per il fotovoltaico[20]. Tuttavia, la crescita rapida ha anche comportato sfide significative, come l'integrazione della generazione intermittente nella rete elettrica e l'equilibrio tra domanda e offerta di energia.

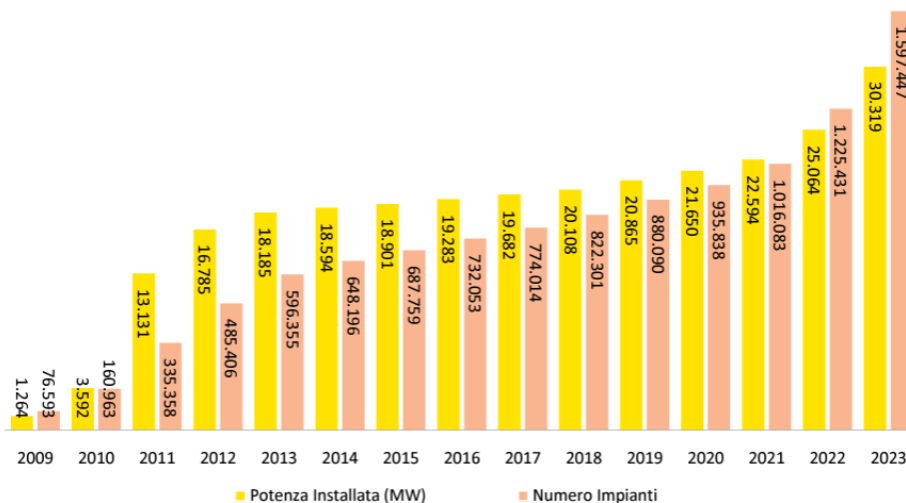


Figura 4: Crescita della capacità fotovoltaica in Italia dal 2009 al 2023 [21]

Con l'introduzione del Pacchetto Energia Pulita per Tutti gli Europei nel 2018, l'Italia ha dovuto rivedere e aggiornare le proprie politiche energetiche per allinearsi al nuovo obiettivo del 45% di energia rinnovabile entro il 2030[22].

Questo ha comportato la definizione di un Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), adottato nel 2019, che delinea le azioni specifiche che il Paese intende intraprendere per raggiungere gli obiettivi europei. Il PNIEC italiano prevede una serie di

misure volte a promuovere l'efficienza energetica, la decarbonizzazione, lo sviluppo delle energie rinnovabili e l'integrazione di queste nel sistema energetico nazionale[23].

L'adattamento di queste direttive in Italia non è stato affatto privo di sfide. Una delle principali difficoltà, se non la più significativa, riguarda l'integrazione delle energie rinnovabili nel sistema elettrico nazionale, caratterizzato da una rete infrastrutturale che necessita di modernizzazione.

La rete elettrica italiana, storicamente progettata per gestire la produzione di energia da fonti convenzionali, ha dovuto affrontare il crescente impatto delle energie rinnovabili, che sono caratterizzate da una produzione più variabile e distribuita sul territorio[24].

Per far fronte a queste sfide, l'Italia ha intrapreso una serie di iniziative per modernizzare la rete elettrica, con l'introduzione di tecnologie “smart grids”, che permettono una gestione più efficiente e flessibile dell'energia prodotta da fonti rinnovabili. Questi interventi non solo migliorano l'affidabilità della rete, ma contribuiscono anche a ridurre le perdite di energia e a ottimizzare l'integrazione delle rinnovabili[25].

Quando si parla di “smart grids” si intende una rete intelligente e un insieme di reti elettriche e di tecnologie che, grazie allo scambio di informazioni, permette di gestire e monitorare la distribuzione di energia elettrica da tutte le fonti di produzione e soddisfare le diverse richieste di elettricità degli utenti collegati, siano essi produttori o consumatori, in modo efficiente, razionale e sicuro.

La rete elettrica tradizionale è di tipo unidirezionale, sia per quanto riguarda il flusso di energia, sia per le informazioni.

La rete intelligente invece, segue un modello di generazione centralizzata di energia, che prevede la presenza di sistemi di generazione distribuita. Si tratta di sistemi di produzione di elettricità da fonti rinnovabili, sotto forma di unità di piccola produzione, come possono essere gli impianti fotovoltaici residenziali o aziendali o piccole centrali a biomassa, allacciati direttamente alla rete elettrica di distribuzione.

L'evoluzione consiste nel rendere questi sistemi intercomunicanti e interagibili fra di loro. Dato che le fonti rinnovabili non sono programmabili, gestire sistemi di generazione distribuita di energia richiede anche una "intelligenza" che si manifesta nella gestione del sistema elettrico complessivo così da consentirgli di gestire a livello locale eventuali surplus di energia redistribuendoli in aree vicine, prevenendo o riducendo al minimo una potenziale interruzione. Nelle "smart grids" la gestione dell'energia è bidirezionale.

Le reti intelligenti contano su misuratori e dispositivi intelligenti, tali da permettere uno scambio continuo di informazioni tra tutti i nodi. In tal modo, offre forniture continue e riduce gli sprechi; da qui il suo valore di rete efficiente. Gli "smart devices" che fanno parte della rete intelligente sono sensori, "smart meters", computer e altri apparati tecnologici[26].

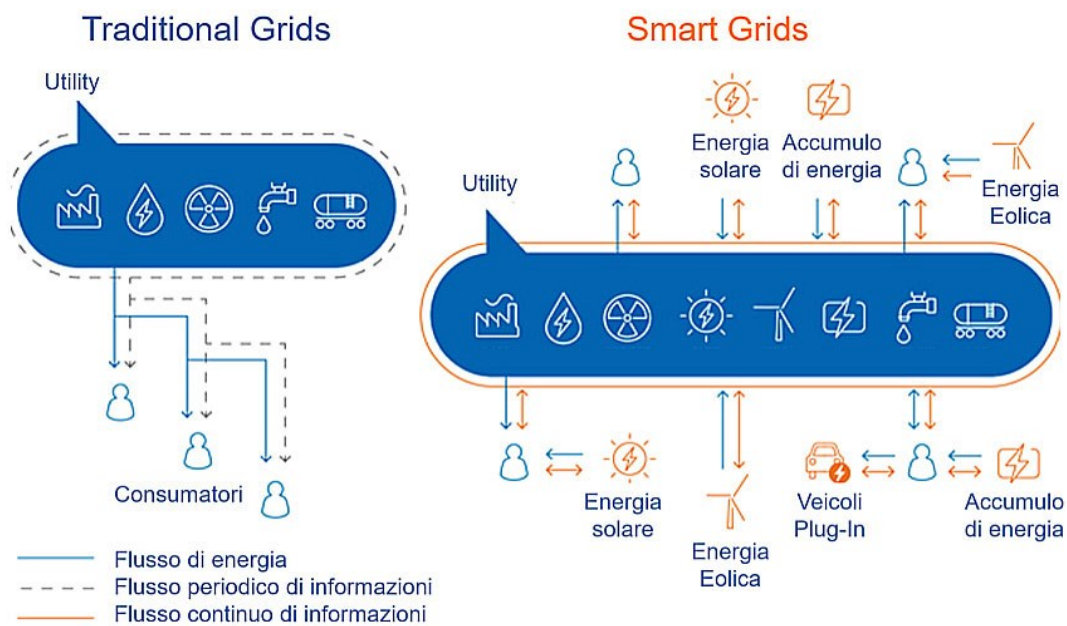


Figura 5: Confronto tra reti tradizionali e "smart grids" [27]

Un altro aspetto critico riguarda l'autorizzazione degli impianti di produzione di energia rinnovabile. In Italia, il processo autorizzativo per la costruzione di nuovi impianti è spesso lungo e complesso, ostacolato da burocrazia e conflitti di competenze tra i vari livelli di governo. Questo ha rallentato lo sviluppo di nuovi progetti, soprattutto in settori come

l'eolico, dove la disponibilità di siti adatti è limitata e le procedure autorizzative sono particolarmente complesse[28].

Tuttavia, l'adeguamento alle direttive europee ha anche aperto significative opportunità. L'Italia ha una notevole abbondanza di risorse rinnovabili, soprattutto in termini di irraggiamento solare e potenziale eolico, che, se sfruttate appieno, potrebbero rendere il Paese un leader nella produzione di energia pulita in Europa.

Inoltre, la transizione energetica offre opportunità di crescita economica, in particolare nei settori della ricerca e sviluppo di nuove tecnologie, della manifattura avanzata e dei servizi energetici[29].

Il processo di adattamento delle direttive europee ha avuto un impatto significativo anche sul piano economico e sociale. La promozione delle energie rinnovabili ha stimolato l'innovazione e la creazione di nuovi posti di lavoro nel settore energetico, contribuendo alla crescita dell'economia verde in Italia.

Secondo i dati di Legambiente, il numero di posti di lavoro legati alle energie rinnovabili in Italia è aumentato costantemente negli ultimi anni, raggiungendo circa 300.000 unità nel 2020. Questo è particolarmente evidente nelle regioni del Sud Italia, dove l'energia solare ha generato opportunità significative di sviluppo economico.

Tuttavia, la transizione verso un sistema energetico più sostenibile ha anche sollevato preoccupazioni sociali, in particolare per quanto riguarda l'impatto su settori tradizionali come l'industria del carbone e altre attività ad alta intensità di carbonio. Per affrontare queste sfide, il governo italiano, in linea con il Green Deal Europeo, ha sviluppato politiche mirate per supportare i lavoratori e le comunità colpite, garantendo che nessuno venga lasciato indietro nella transizione energetica[30].

Guardando al futuro, l'Italia è chiamata a continuare il percorso di adattamento alle direttive europee, con l'obiettivo di raggiungere una quota sempre maggiore di energie rinnovabili nel proprio mix energetico. Le sfide da affrontare sono molte, ma le opportunità offerte dalla transizione energetica sono altrettanto rilevanti.

Il successo di questo percorso dipenderà dalla capacità del Paese di implementare politiche efficaci, di mobilitare risorse finanziarie adeguate e di coinvolgere attivamente tutti gli attori della società, dalle istituzioni alle imprese, fino ai cittadini.

Un'area di particolare interesse per il futuro è lo sviluppo dell'idrogeno verde, che potrebbe rappresentare una soluzione chiave per la decarbonizzazione di settori difficili da elettrificare, come l'industria pesante e i trasporti a lungo raggio. L'Italia, grazie alla sua posizione geografica e alle infrastrutture esistenti, potrebbe diventare un hub europeo per la produzione e la distribuzione di idrogeno verde, contribuendo ulteriormente agli obiettivi climatici dell'UE[31].

Secondo gli scenari di penetrazione per l'Italia, l'idrogeno ha il potenziale di coprire il 23% della domanda energetica nazionale (con un contributo di oltre 200 TWh) al 2050. Tale aumento della quota di idrogeno nei consumi energetici finali permetterebbe al Paese di ridurre le emissioni di 97,5 milioni di tonnellate di CO<sub>2eq</sub>, corrispondente a una riduzione di circa il 28% rispetto alle emissioni climalteranti italiane odierne. In figura è mostrata la domanda energetica dell'idrogeno nel 2017 e negli scenari del 2030 e del 2050[32].

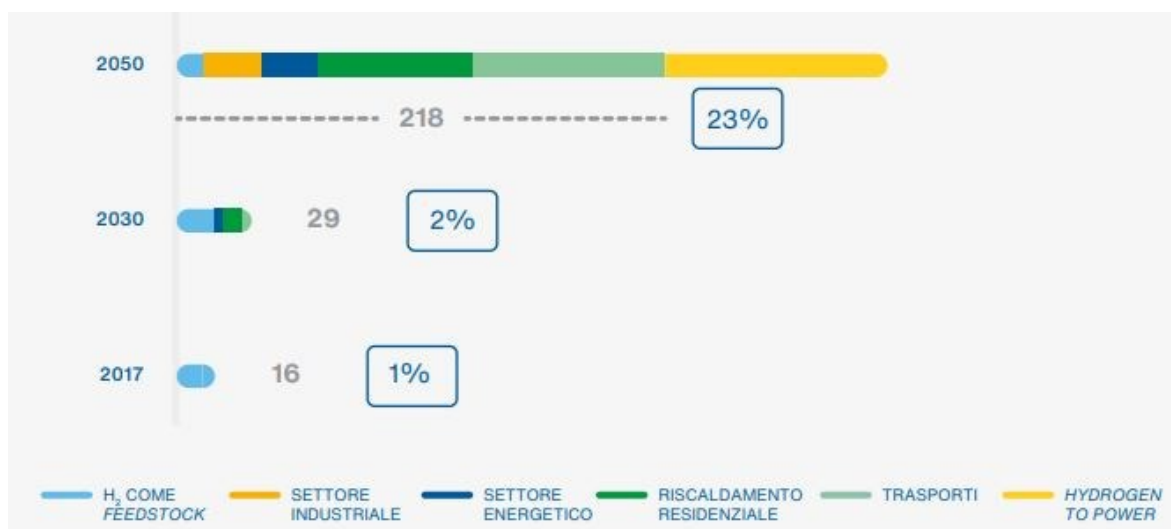


Figura 6: L'idrogeno in Italia: le possibilità al 2050 [33]

Si può constatare che l'adattamento delle direttive europee in Italia rappresenta un processo ancora in forte evoluzione, caratterizzato da sfide significative ma anche da grandi opportunità. L'Italia ha già compiuto importanti passi avanti nell'adozione delle energie

rinnovabili e nel raggiungimento degli obiettivi europei, ma il cammino verso una transizione energetica completa è ancora lungo.

## **2.2 Piani Nazionali Integrati per l'energia e il clima (PNIEC)**

I Piani Nazionali Integrati per l'Energia e il Clima (PNIEC) rappresentano degli strumenti fondamentali attraverso cui i Paesi membri dell'UE articolano le loro strategie per raggiungere gli obiettivi climatici ed energetici stabiliti a livello comunitario.

In particolare, questi piani mirano a contribuire al raggiungimento degli obiettivi dell'Accordo di Parigi del 2015, oltre a rispettare gli impegni dell'UE per il 2030, che includono la riduzione delle emissioni di gas serra di almeno il 55%, un incremento della quota di energia rinnovabile e miglioramenti significativi in termini di efficienza energetica[34].

Il PNIEC di ciascun Paese rappresenta una risposta integrata e personalizzata ai cinque principali obiettivi dell'Unione per l'energia e il clima: decarbonizzazione, efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno dell'energia e ricerca, innovazione e competitività[35].

Questi piani non solo definiscono i percorsi che dovranno essere intrapresi per la riduzione delle emissioni e l'aumento dell'energia rinnovabile, ma si focalizzano anche su altri aspetti ugualmente fondamentali, come economici, sociali e tecnologici al fine di garantire una transizione energetica giusta ed equa per tutte le parti coinvolte.

L'Italia ha adottato il suo PNIEC nel 2019 e, come tutti i Paesi membri, è stata richiesta una revisione e aggiornamento entro giugno 2023, in linea con il Green Deal europeo e l'aumento degli impegni climatici post-2020. Il PNIEC italiano si compone di obiettivi ambiziosi per la decarbonizzazione del settore energetico, la promozione delle energie rinnovabili, e l'incremento dell'efficienza energetica, al fine di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> del 33% rispetto ai livelli del 2005[36].

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
<b>Energie rinnovabili (FER)</b>				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
<b>Efficienza energetica</b>				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
<b>Emissioni gas serra</b>				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	
<b>Interconnettività elettrica</b>				
Livello di interconnettività elettrica	10%	8%	15%	10% <sup>1</sup>
Capacità di interconnessione elettrica (MW)		9.285		14.375

Figura 7: Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030 [37]

Uno degli aspetti chiave del PNIEC italiano riguarda la decarbonizzazione del mix energetico attraverso l'incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili. In particolare, l'Italia si impegna ad aumentare la quota di energia rinnovabile nel consumo finale lordo di energia al 30% entro il 2030, con un focus particolare sulle energie eoliche, solari e bioenergetiche[38]. Questo target è allineato con la strategia dell'UE di aumentare la quota di energia rinnovabile al 40% entro il 2030[39].

Per raggiungere questi obiettivi, il governo italiano ha pianificato di installare nuove capacità di energia solare ed eolica per oltre 40 GW, di espandere la produzione di biogas e biometano, e promuovere l'elettrificazione dei trasporti e del riscaldamento, tra gli altri settori chiave. Inoltre, il PNIEC include incentivi per l'efficienza energetica negli edifici residenziali e commerciali, con l'obiettivo di migliorare l'isolamento e l'efficienza dei sistemi di riscaldamento e raffreddamento[40].



L'efficienza energetica è un altro pilastro del PNIEC italiano. Il piano prevede una riduzione del consumo di energia primaria del 43% entro il 2030 rispetto agli scenari di riferimento, attraverso un'ampia gamma di misure di risparmio energetico. Queste includono miglioramenti nell'efficienza degli edifici, sia pubblici che privati, l'introduzione di tecnologie innovative nel settore industriale e la promozione di comportamenti di consumo più sostenibili tra i cittadini[41].

Uno dei principali strumenti per il raggiungimento di tali obiettivi è stato il cosiddetto "Superbonus 110%", una misura fiscale che consente detrazioni significative per interventi di ristrutturazione energetica negli edifici. Questa politica ha visto un aumento significativo delle ristrutturazioni sostenibili e ha contribuito a ridurre il consumo di energia in vari settori[42].

Per quanto riguarda la sicurezza energetica, l'Italia si è impegnata a diversificare le sue fonti di approvvigionamento energetico, riducendo la dipendenza dai combustibili fossili importati e incrementando l'uso di risorse energetiche locali e rinnovabili. Ciò comporta l'incremento della capacità di stoccaggio energetico, la costruzione di infrastrutture di interconnessione con altri Paesi membri dell'UE, e l'ottimizzazione delle reti elettriche nazionali[43].

Per quanto concerne il mercato interno dell'energia, l'Italia si concentra sull'integrazione delle sue reti energetiche con quelle degli altri Stati membri dell'UE, al fine di promuovere un mercato unico dell'energia che sia più competitivo, sicuro e resiliente. Ciò include investimenti in infrastrutture di rete, la digitalizzazione dei sistemi di distribuzione energetica e l'adozione di tecnologie "smart grids" per ottimizzare la gestione della domanda e dell'offerta energetica[44].

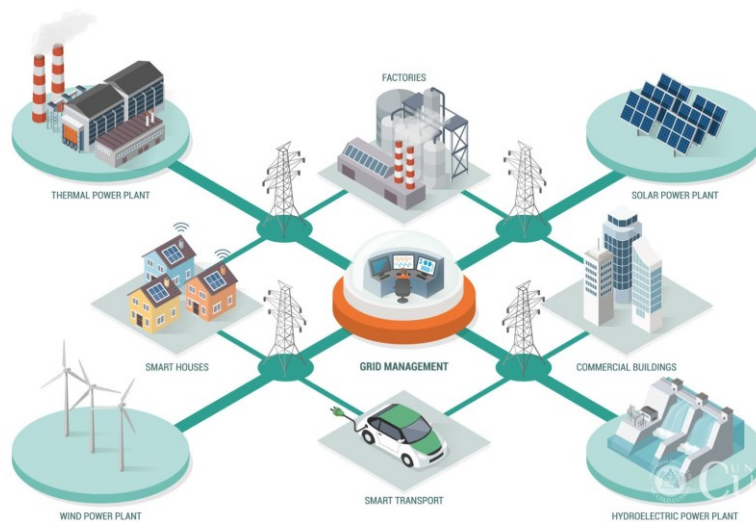


Figura 8: Schema funzionale di una “smart grids” [45]

I PNIEC dei diversi Paesi membri dell'UE mostrano alcune variazioni in termini di approccio e priorità, riflettendo le specifiche condizioni socioeconomiche, ambientali e tecnologiche di ciascuno Stato. Ad esempio, il PNIEC della Germania pone un'enfasi maggiore sulla promozione delle energie rinnovabili e sull'eliminazione graduale del carbone entro il 2038, mentre il PNIEC della Francia si focalizza sulla riduzione della dipendenza dall'energia nucleare e sull'espansione dell'energia eolica offshore[46]. La Spagna, invece, ha adottato un approccio radicale, puntando a una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> del 23% rispetto ai livelli del 1990 e un incremento delle energie rinnovabili fino al 42% del mix energetico entro il 2030, con un forte focus sull'energia solare fotovoltaica e sull'idrogeno verde[47].

Nonostante i progressi significativi, l'implementazione dei PNIEC presenta diverse sfide. Tra queste, vi è la necessità di mobilitare investimenti privati e pubblici per sostenere la transizione energetica, la gestione dei costi sociali della decarbonizzazione, e il coordinamento efficace tra le diverse autorità nazionali e locali.

Inoltre, la recente crisi energetica globale ha messo in luce la necessità di accelerare la transizione verso fonti energetiche rinnovabili per garantire una maggiore sicurezza energetica e resilienza economica[48].

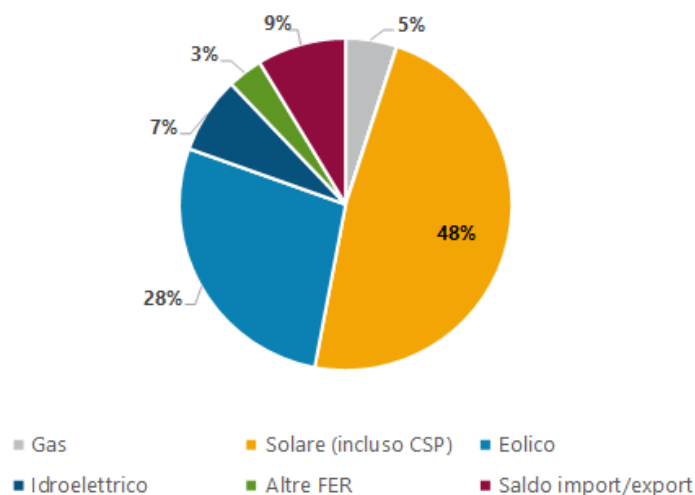


Figura 9: Composizione del mix elettrico al 2050 [49]

Una sfida critica per l'Italia e altri Paesi membri è rappresentata dall'adozione di tecnologie innovative come l'idrogeno verde, l'accumulo di energia e la digitalizzazione delle infrastrutture energetiche, che richiedono significativi investimenti in ricerca e sviluppo. Inoltre, la transizione deve essere equa, assicurando che nessun gruppo sociale o regione sia lasciato indietro nel processo di cambiamento[50].

I PNIEC rappresentano un elemento chiave della strategia dell'Unione Europea per il raggiungimento degli obiettivi climatici ed energetici a lungo termine. Sebbene ogni Paese membro adotti un approccio personalizzato basato sulle proprie specificità, la cooperazione e il coordinamento a livello europeo rimangono essenziali per garantire un futuro sostenibile e resiliente per tutti. L'Italia, come altri Paesi, deve affrontare le sfide della transizione energetica con determinazione e innovazione, perseguendo una strategia che sia ambiziosa e allo stesso tempo inclusiva.

### 3. Energie Rinnovabili: Classificazione e stato attuale

Le energie rinnovabili sono fonti energetiche la cui disponibilità è in grado di rigenerarsi in modo naturale e questa rigenerazione è possibile grazie a processi fisici e chimici che avvengono spontaneamente in natura.

A differenza delle fonti non rinnovabili e dei combustibili fossili che richiedono milioni di anni e particolari condizioni ambientali per formarsi, come ad esempio il gas naturale o il

petrolio, le fonti rinnovabili sono prodotte in modo continuativo in natura e la loro disponibilità è illimitata.

Le fonti di energia rinnovabile sono principalmente 6: energia idroelettrica, solare, eolica, geotermica, da biomasse e marina[51].

- **Idroelettrica:** è la fonte energetica rinnovabile ad oggi più utilizzata; sfrutta l'energia potenziale dell'acqua in caduta da un livello più in alto a uno più in basso per azionare delle turbine e produrre così energia meccanica che, successivamente, sarà convertita in energia elettrica;
- **Solare:** viene sfruttata grazie a dei particolari dispositivi, detti pannelli fotovoltaici, che consentono di trasformare la radiazione solare in energia elettrica, sfruttando dei materiali semiconduttori presenti al loro interno. È possibile utilizzare l'energia del sole anche grazie ai collettori termici che convertono l'energia solare in calore da utilizzare, ad esempio, per riscaldare l'acqua;
- **Eolica:** l'energia cinetica del vento viene convertita in energia meccanica ed elettrica tramite aerogeneratori;
- **Geotermica:** fonte di energia derivata dal calore naturale della Terra al di sotto della superficie. Si sfrutta questo calore per generare vapore che, a sua volta, va ad azionare una turbina producendo energia meccanica, convertita in elettricità;
- **Biomasse:** i rifiuti organici vengono utilizzati per generare energia, sia elettrica che termica, grazie a un processo di combustione che genera vapore e a sua volta energia elettrica;
- **Marina:** energia generata sfruttando la forza degli oceani.

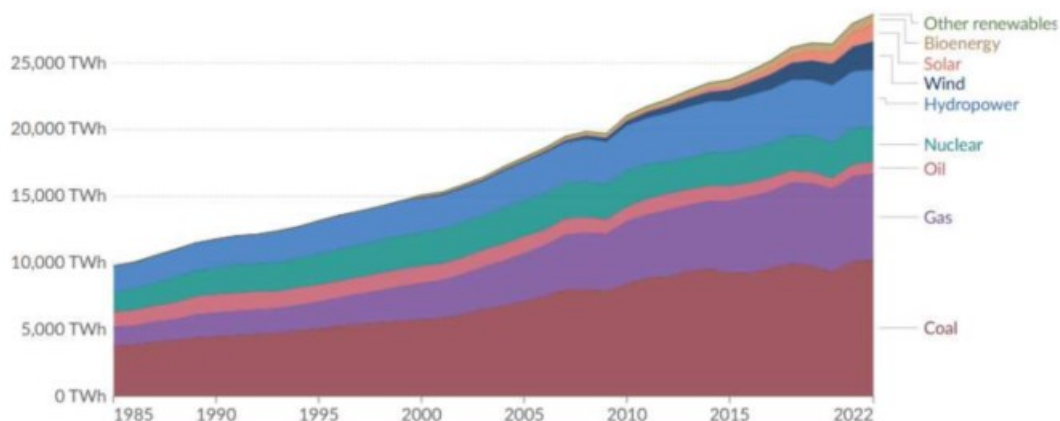


Figura 10: Produzione globale di energia elettrica divisa per fonte [52]

Il 2023 ha segnato un anno di svolta per le energie rinnovabili a livello globale in quanto la capacità di energie rinnovabili ha raggiunto i 3.870 GW, con un incremento di 473 GW rispetto all'anno precedente. Questo aumento rappresenta un passo importante verso la riduzione delle emissioni di gas serra e la transizione verso un sistema energetico più sostenibile. I 473 GW di espansione delle energie rinnovabili sono stati dominati dall'Asia che ha contribuito con il 69% delle nuove installazioni. La Cina, in particolare, ha aggiunto 297,6 GW consolidando la sua posizione di leader mondiale nel settore delle energie rinnovabili. Le energie solare ed eolica continuano a essere le principali fonti di crescita nel settore delle rinnovabili. La capacità eolica globale ha raggiunto i 1017 GW con Cina e Stati Uniti in testa. La capacità solare ha visto un'espansione simile contribuendo in modo significativo alla riduzione della dipendenza dai combustibili fossili[53].

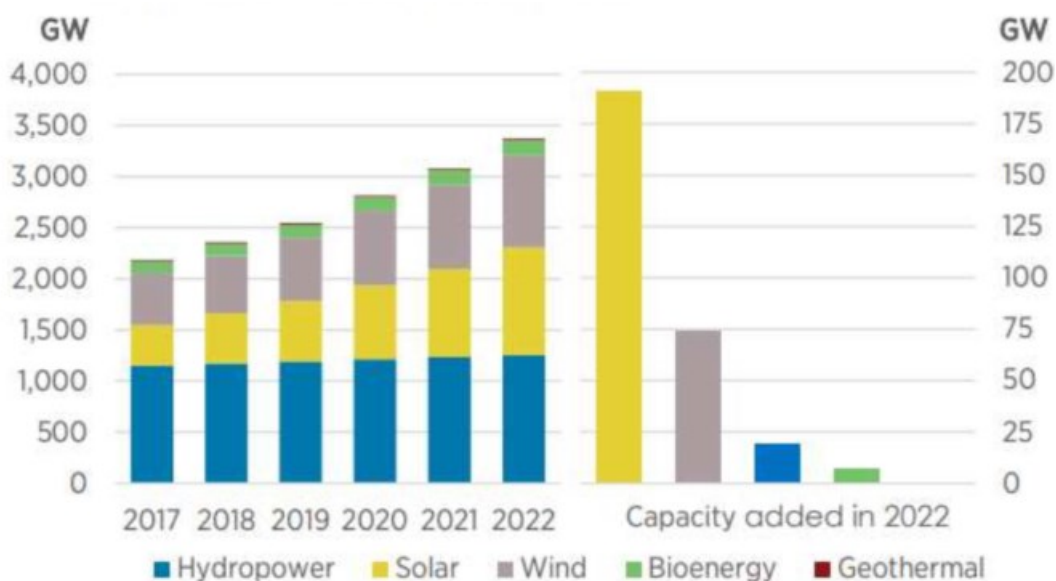


Figura 11: Crescita della capacità di energia rinnovabile nel mondo [54]

### 3.1 Energia solare: fotovoltaico

La Terra effettua un'orbita ellittica attorno al Sole con una eccentricità ( $e$ ) pari attualmente a 0,016708. Tale eccentricità varia in funzione dell'attrazione gravitazionale dei pianeti, arrivando anche a zero (orbita circolare).

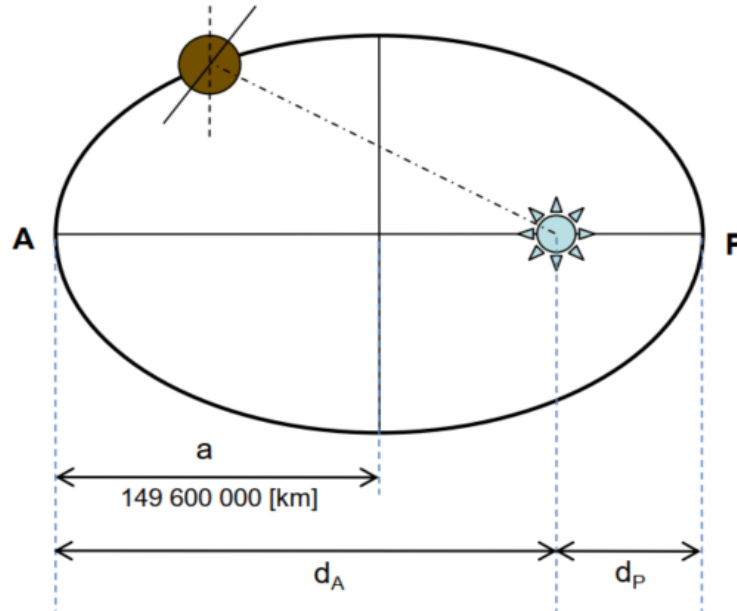


Figura 12: Orbita ellittica del sole intorno alla terra [12]

$$e = \frac{d_A - d_P}{d_A + d_P} = 0,016708 \quad \begin{array}{l} d_A = 152.099.527 \text{ km} \\ d_P = 147.100.472 \text{ km} \end{array}$$

La distanza minore fra la Terra ed il Sole si ha quando la prima raggiunge il Perielio (P), ciò accade a pochi giorni di ritardo dal Solstizio d'Inverno. La linea che unisce il Perielio con l'Afelio (A) viene chiamata la linea degli APSIDI ed è l'asse maggiore dell'orbita ellittica. Il piano contenente l'orbita ellittica della Terra ed il Sole è detto piano dell'eclittica e risulta inclinato di  $23^{\circ}27'$  rispetto al piano equatoriale terrestre. Grazie a tale inclinazione, chiamata declinazione, l'irraggiamento solare sul suolo terrestre cambia durante l'anno dando luogo a variazioni climatiche periodiche, ovvero le stagioni.

Quando il Sole è prossimo al Perielio la distanza è minima; pertanto, le regioni della Terra che vengono irraggiate con maggior intensità risultano poste nell'emisfero Sud (Emisfero Australe). In questa posizione solare i raggi sono perpendicolari al Tropico del Capricorno (21 dicembre) e nell'Emisfero Nord coincide con il Solstizio di Inverno[55].

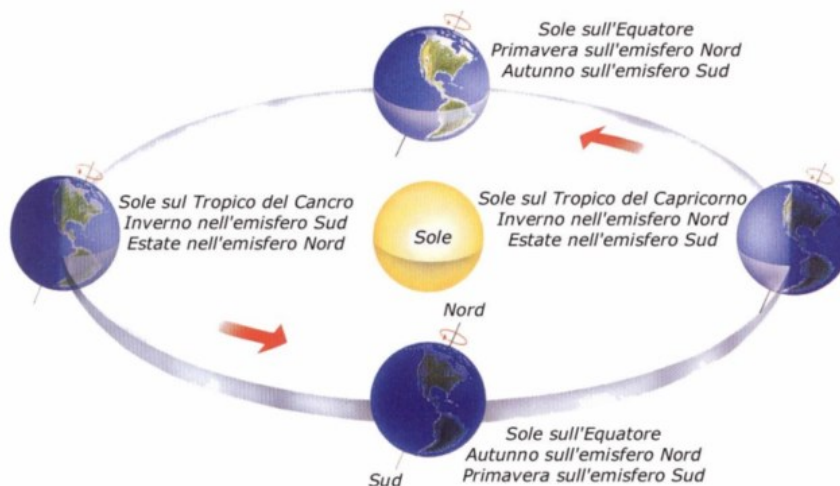


Figura 13: Le 4 stagioni dovute all'inclinazione della terra [55]

La posizione del sole rispetto ad un punto sulla terra è determinata da:

- Angolo di altezza solare  $\beta$ : è l'angolo verticale formato tra la direzione dei raggi solari (direzione collimata al Sole) ed il piano orizzontale (altezza del Sole sull'orizzonte). È l'angolo complementare allo zenit ( $\theta$ );
- Angolo azimutale  $\alpha$ : è l'angolo orizzontale tra il piano verticale passante per il Sole e la direzione del Sud, (=0 in direzione Sud, positivo verso Est e negativo verso Ovest o viceversa a seconda delle convenzioni). Questi due angoli dipendono a loro volta dalla declinazione  $\delta$ , dalla latitudine  $L$  e dall'angolo orario  $\omega$ .

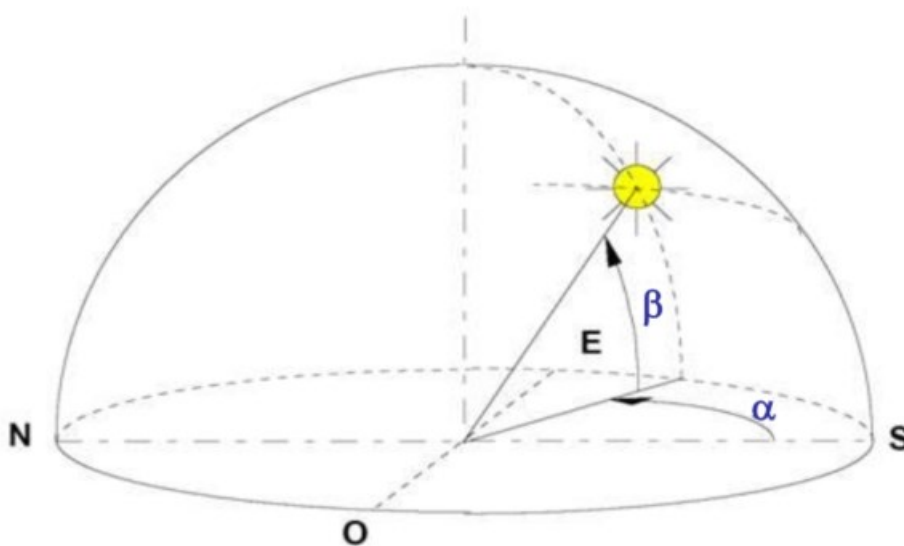


Figura 14: Posizione del sole rispetto ad un punto sulla terra [55]

I valori dell'altezza solare  $\beta$  e dell'azimut  $\alpha$ , alle diverse ore del giorno di qualsiasi periodo dell'anno, possono essere facilmente conosciuti utilizzando i diagrammi dei percorsi solari. Questi sono diagrammi tracciati per ogni latitudine in cui sono riportati l'altezza solare e l'azimut nei vari periodi dell'anno. Possono essere in coordinate polari o in coordinate cartesiane. Tali carte solari possono servire anche per effettuare una valutazione grafica delle ombre proiettate da oggetti o ostruzioni su superfici verticali o orizzontali e per determinare il soleggiamento di un territorio ad orografia complessa.

Nei diagrammi in coordinate polari l'osservatore è posizionato al centro del diagramma in cui una successione di circonferenze concentriche rappresentano le varie altezze solari. Dal punto centrale partono poi una serie di raggi identificati da  $0^\circ$  a  $360^\circ$  che rappresentano l'azimut. Si possono trovare diagrammi con traiettorie solari ricavate per il 21° giorno dei mesi più significativi, o, in alternativa trovare, sullo stesso diagramma, 7 linee che rappresentano la posizione del Sole nei giorni: 22 dicembre, 21 gennaio e 22 novembre, 23 febbraio e 20 ottobre, 21 marzo e 23 settembre, 16 aprile e 28 agosto, 21 maggio e 24 luglio, 22 giugno.

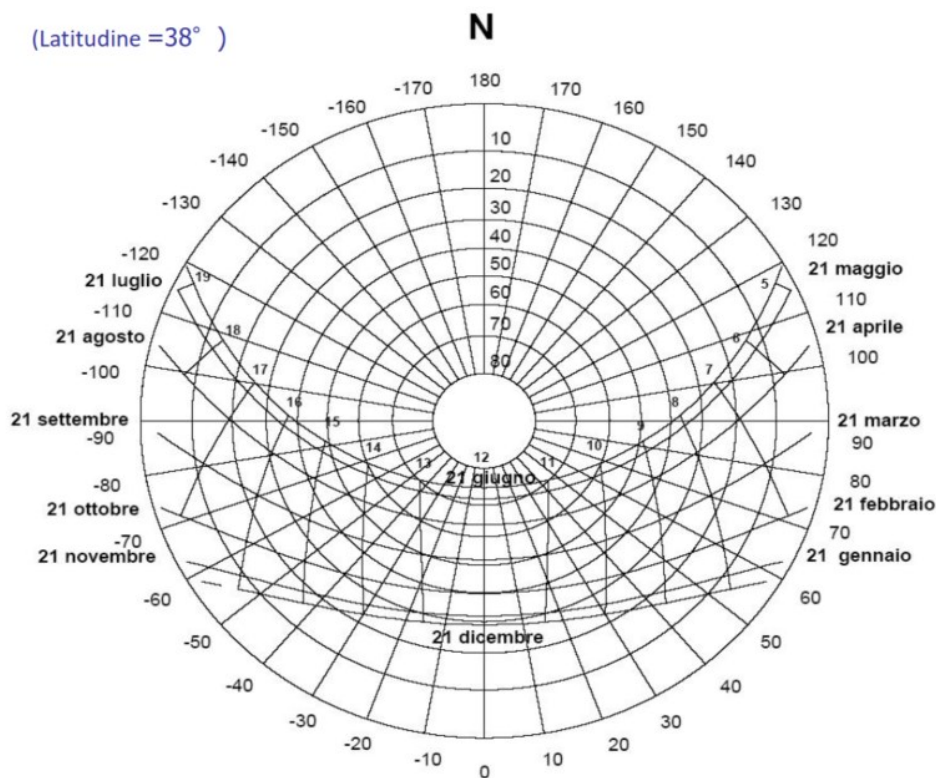


Figura 15: Diagramma Solare Polare [55]



I diagrammi in coordinate cartesiane danno invece una proiezione verticale del percorso solare così come sarebbe visto da un osservatore posto sulla terra. Sull'asse orizzontale si possono leggere l'azimut mentre su quello verticale le altezze solari.

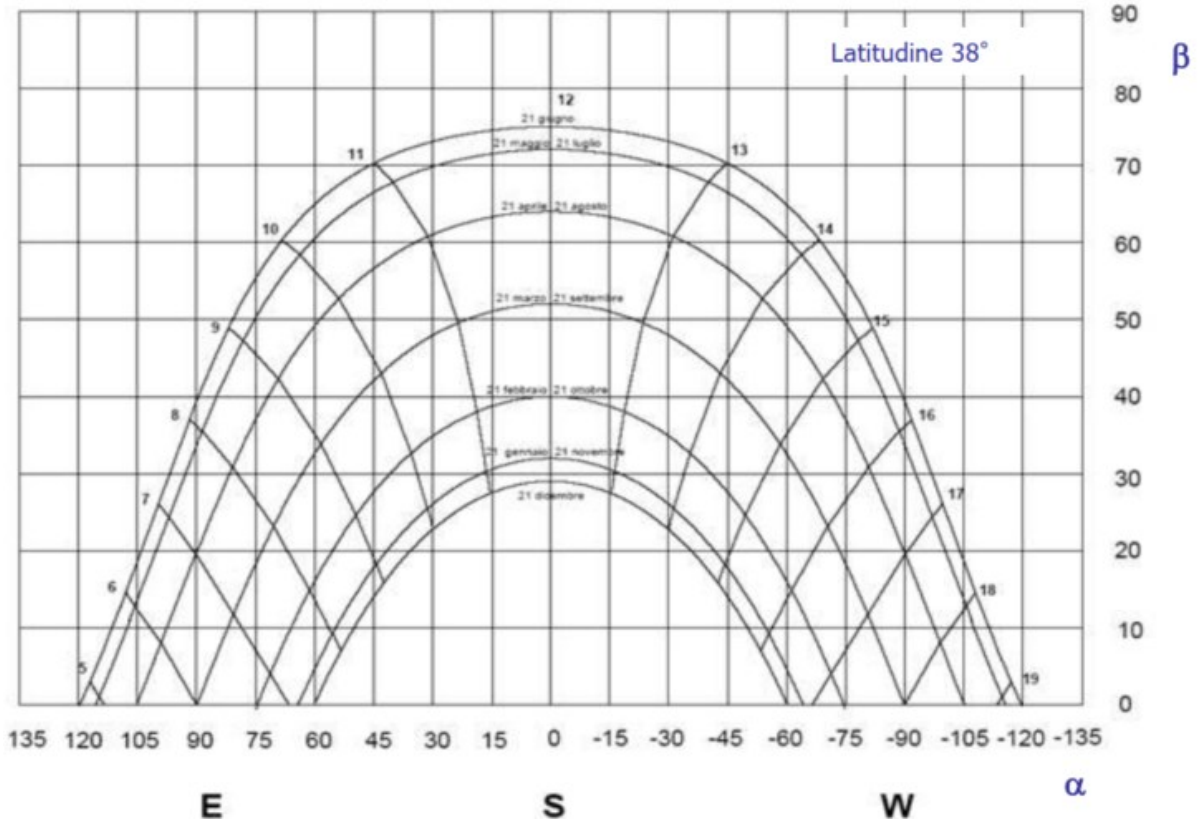


Figura 16: Diagramma Solare Cartesiano [55]

Il Sole è una stella ed è sede di reazioni termonucleari a catena; nel nucleo incandescente si produce una temperatura stimata tra 16 e 40 milioni di Kelvin e attraverso una serie di processi radiativi e convettivi avviene il trasferimento del calore alla superficie dove inizia l'irraggiamento verso lo spazio.

La temperatura della superficie solare si porta allora ad un valore di circa 5.780 K, tale da fare insorgere un equilibrio tra l'energia che la superficie stessa riceve dal nucleo e quella che emette verso gli spazi siderali.

Il flusso di radiazione uscente dalla superficie del sole è pari a  $3.85 \cdot 10^{23}$  kW. Dopo un viaggio di circa otto minuti, la porzione di flusso radiante che raggiunge la Terra ammonta a circa due milionesimi della potenza totale che il Sole riversa nello spazio ( $\sim 1.75 \cdot 10^{14}$  kW). La quantità media di energia solare che incide ortogonalmente, nell'unità di tempo,

su una superficie unitaria posta al di fuori dell'atmosfera prende il nome di costante solare ( $I_{cs}$ ) ed assume il valore medio di  $1370 \text{ W/m}^2$ . La radiazione incidente al suolo si abbassa a circa  $1 \text{ kW/m}^2$ , cioè il 75% della radiazione extraatmosferica[55].

Lo spettro della radiazione emessa dal Sole può essere approssimato a quello di un corpo nero ed utilizzando la legge di Stefan-Boltzmann è possibile valutare la temperatura di tale corpo nero equivalente.

L'energia radiante  $E$  emessa da un corpo nero è pari a:  $E = \sigma \cdot T^4 \text{ W/m}^2$  (1)

Il flusso solare sulla superficie del Sole è pari a:  $\Phi = E \cdot 4 \cdot \pi \cdot r_s^2 = \sigma \cdot T^4 \cdot 4 \cdot \pi \cdot r_s^2 \text{ W}$  (2)

L'energia emessa dalla superficie del Sole deve essere uguale a quella che attraversa la sfera di raggio  $r_0$ :  $\Phi = \sigma \cdot T^4 \cdot 4 \pi r_s^2 = I_{cs} \cdot 4 \pi r_0^2$  (3)

Da cui si ricava il valore della temperatura del sole  $T = 5780 \text{ K}$

Il sole si comporta allora come un corpo nero che, alla temperatura di  $5780 \text{ K}$ , irradia energia nello spazio. La radiazione elettromagnetica solare che arriva al di fuori dell'atmosfera è così composta:

- 9% dell'energia solare è contenuta nell'Ultravioletto ( $0,29 < \lambda < 0,40 \mu\text{m}$ );
- 39% nella regione del Visibile ( $0,40 < \lambda < 0,70 \mu\text{m}$ );
- 52% nella regione dell'Infrarosso Vicino ( $0,70 < \lambda < 3,5 \mu\text{m}$ ).

Come segue, dalla legge dello spostamento di Wien in cui il prodotto tra la lunghezza d'onda alla quale la radiazione è massima ( $\lambda$ ) e la temperatura assoluta del corpo nero ( $T$ ) è pari a  $2897,8 \mu\text{mK}$  è possibile ricavare il picco di radiazione di  $0,48 \mu\text{m}$  corrispondente al colore verde:

$$\lambda T_{max} = 2897,8 \mu\text{mK}$$

$$\lambda_{max} = 2897,8 / 5780 = 0,48 \mu\text{m}$$

L'intensità dell'irraggiamento solare si attenua nel passaggio attraverso l'atmosfera in quanto:

- una parte di radiazione viene riflessa verso lo spazio;
- una parte è diffusa in tutte le direzioni dalle molecole dei gas atmosferici e dal vapore acqueo;
- una parte viene assorbita dalle molecole dell'atmosfera (aria, vapore acqueo, polvere e goccioline di acqua presenti nelle nubi);
- e da queste riemessa come radiazione infrarossa.

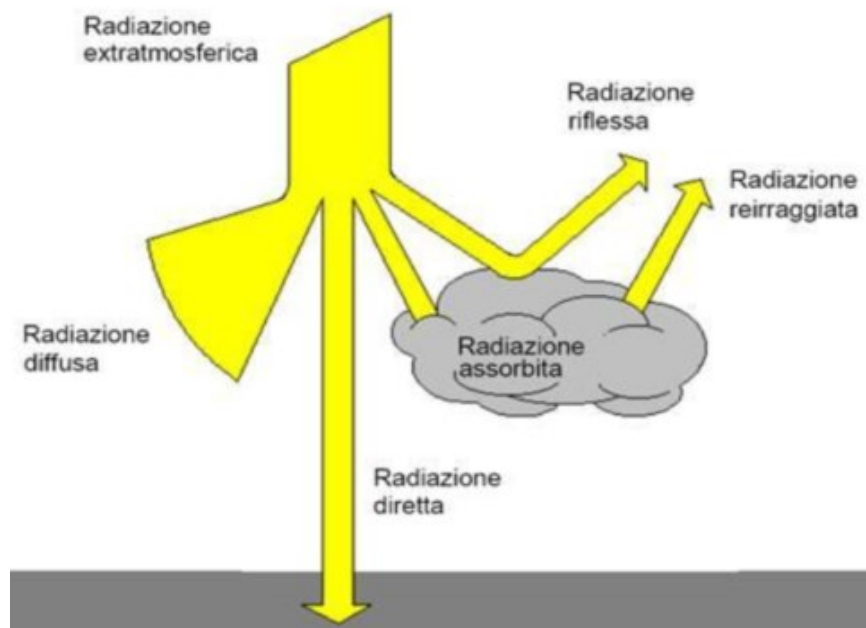


Figura 17: Irraggiamento Solare nell'atmosfera [55]

La radiazione diretta, preponderante rispetto a quella diffusa in condizioni di cielo sereno, tende a ridursi all'aumentare dell'umidità e della nuvolosità presente nell'aria fino ad annullarsi in condizioni di cielo completamente coperto. La radiazione solare incidente sulla Terra è stata misurata ed i dati, orari e mensili, sono forniti in funzione della Latitudine del sito preso in considerazione (tutta l'Italia è compresa fra circa 36° e 47° di Latitudine Nord)[55].


	Cielo sereno	Nebbia	Nuvoloso	Disco solare giallo	Disco solare bianco	Sole appena percettibile	Nebbia fitta	Cielo coperto
<b>Radiazione solare</b>								
<b>Globale</b>	1000 [W/m <sup>2</sup> ]	600 [W/m <sup>2</sup> ]	500 [W/m <sup>2</sup> ]	400 [W/m <sup>2</sup> ]	300 [W/m <sup>2</sup> ]	200 [W/m <sup>2</sup> ]	100 [W/m <sup>2</sup> ]	50 [W/m <sup>2</sup> ]
<b>Diretta</b>	90%	50%	70%	50%	40%	0%	0%	0%
<b>Diffusa</b>	10%	50%	30%	50%	60%	100%	100%	100%

Figura 18: Attenuazione atmosferica in funzione del tipo di cielo [55]

## Giunzione p-n

La giunzione p-n si verifica all'interfaccia di due semiconduttori posti a contatto qualora gli stessi siano drogati con componenti aventi valenza diversa. Questa giunzione p-n è composta da due zone: una con un eccesso di elettroni (strato n) e una ad eccedenza di lacune (strato p). Le eccedenze di elettroni e lacune si ottengono mediante drogaggio con varie tecniche; generalmente, il Boro viene usato per realizzare la regione di tipo-p e il Fosforo per quella di tipo-n. Il Boro presenta infatti 3 elettroni nella Banda di Conduzione, il Fosforo 5 elettroni mentre il Silicio, materiale di base che viene drogato, 4 elettroni.

Il Silicio drogato con il Boro (p) quando è posto a contatto con quello drogato con il Fosforo (n) inizia ad assorbire gli elettroni di quest'ultimo e trasferisce le sue lacune verso lo stesso. In tal modo, dopo brevissimo tempo, il lato-p sarà polarizzato negativamente e il lato-n positivamente. Quando la differenza di potenziale che si instaura sull'interfaccia arriva ad un valore critico, che per il Silicio è circa 0.6-0.7 V, il meccanismo di diffusione si ferma[55].

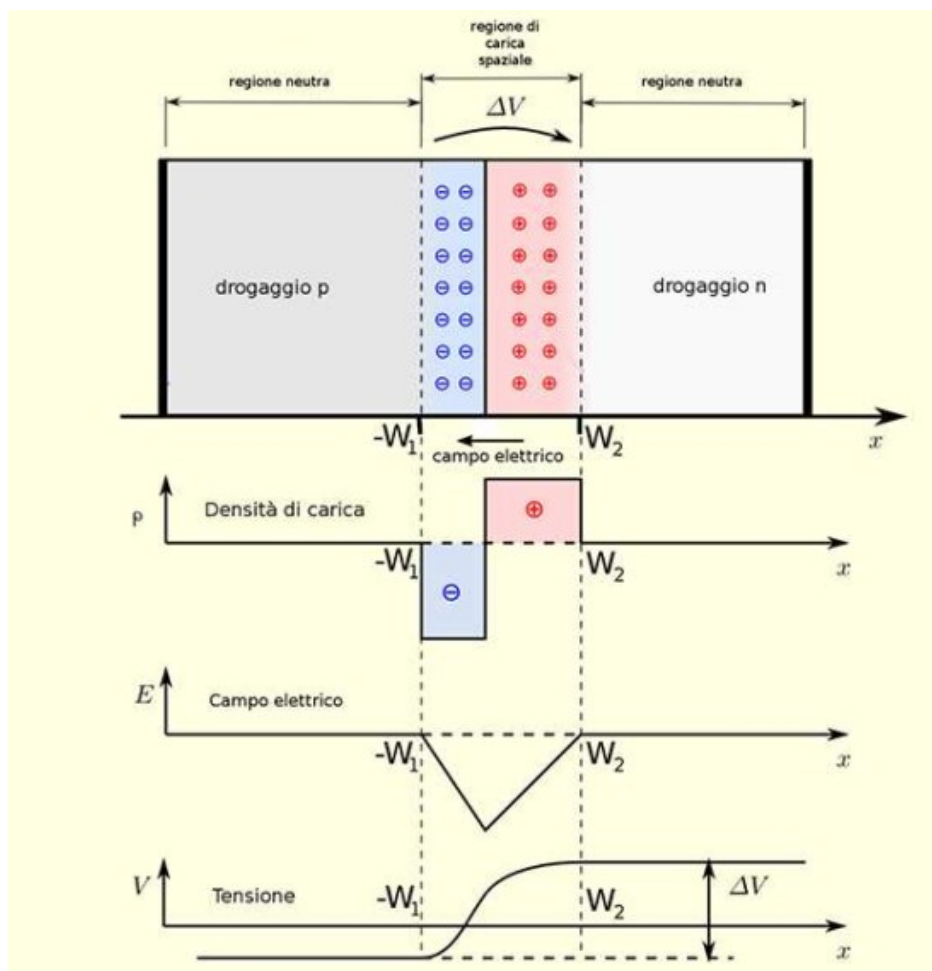


Figura 19: Giunzione p-n [15]

La polarizzazione della giunzione può essere diretta o inversa. Si ha polarizzazione diretta quando la parte di tipo p è connessa al terminale positivo del generatore di tensione, mentre la parte di tipo n è connessa al terminale negativo. In questa configurazione le lacune nella regione di tipo p e gli elettroni nella regione di tipo n sono spinti verso la giunzione; la zona di giunzione si assottiglia fino ad abbassare la differenza di potenziale e a consentire il passaggio degli elettroni e delle lacune. In questa situazione la resistenza elettrica della giunzione risulta trascurabile e la stessa entra in conduzione rendendo possibile il passaggio di una corrente elettrica.

La polarizzazione inversa si ottiene collegando la regione di tipo p al terminale negativo dell'alimentazione e la regione di tipo n al terminale positivo. In tal modo le lacune vengono spinte lontano dalla giunzione, così come gli elettroni; tutto ciò aumenta la barriera di potenziale impedendo, di fatto, il passaggio della corrente (effetto diodo).

Nel caso di una cella fotovoltaica è la radiazione solare a provvedere la fornitura di pacchetti energetici (fotoni) che inducono sul semiconduttore il rilascio di una coppia elettrone-lacuna grazie all'effetto fotoelettrico che si instaura nello strato irradiato.

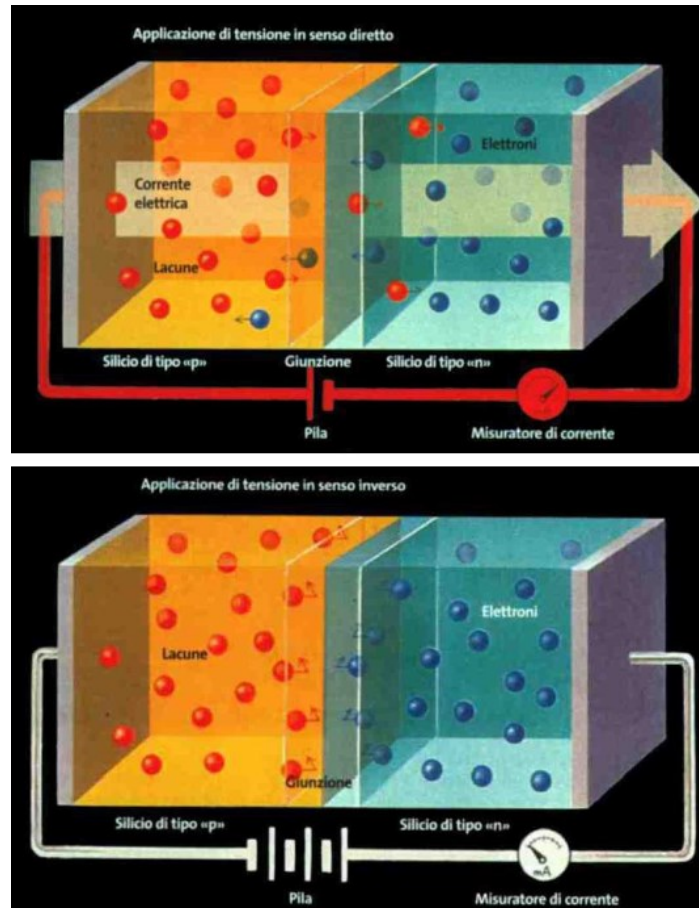


Figura 20: Polarizzazione diretta e inversa della giunzione p-n [55]

Il passaggio di un elettrone dalla banda di valenza alla banda di conduzione è causato dalla fornitura di una quantità di energia che dipende dalla struttura del materiale; a tale energia viene dato il nome di energia di gap ed il suo valore viene misurato in eV. Nel caso di una cella fotovoltaica l'energia viene fornita mediante una radiazione elettromagnetica, il cui contenuto energetico è rappresentato dal fotone, o quanto di energia, che assume un valore deducibile dalla legge di Planck.

Il Silicio, per esempio, ha un'energia di gap,  $E_g = 1,12$  eV. Per determinare la lunghezza d'onda del fotone con questa energia si utilizza l'equazione di Planck:

$$\lambda = \frac{h * c_0}{i_n * E_g} = \frac{6,6256 * 10^{-34} * 2,998 * 10^8}{1 * 1,12 * 1,6 * 10^{-19}} = 1,1 \mu m \quad (4)$$

Ossia la lunghezza d'onda del fotone ricade nel vicino infrarosso. Fotoni di lunghezza d'onda minore hanno energia maggiore e, pertanto, solo una porzione della loro energia verrà utilizzata per eccitare l'elettrone, mentre la rimanente verrà dissipata in calore. Fotoni di lunghezza d'onda superiore non riusciranno a provocare il passaggio dell'elettrone alla banda di conduzione (effetto fotovoltaico) e si limiterà ad eccitare solo a livello vibrazionale la struttura del materiale inducendo un aumento di temperatura nello stesso.

La tipica cella fotovoltaica prodotta industrialmente è costituita da una sottile fetta di silicio mono o policristallino, di spessore variabile fra 0,08 e 0,3 mm, di forma quadrata o rettangolare e con un'area di circa 100 - 200 cm<sup>2</sup>. Nello spessore della cella si distinguono due strati semiconduttori: quello superiore esposto alla radiazione solare, molto sottile e di tipo n, ed un secondo strato di tipo p in cui avviene l'assorbimento della luce incidente. La luce genera all'interno della cella le coppie elettrone-lacuna che migrano verso gli elettrodi sotto l'azione del campo elettrico presente alla giunzione p-n. Gli elettroni vengono raccolti dall'elettrodo superiore, le lacune da quello inferiore e si crea un generatore di corrente. Il comportamento elettrico di una cella può essere rappresentato con un circuito elettrico equivalente.

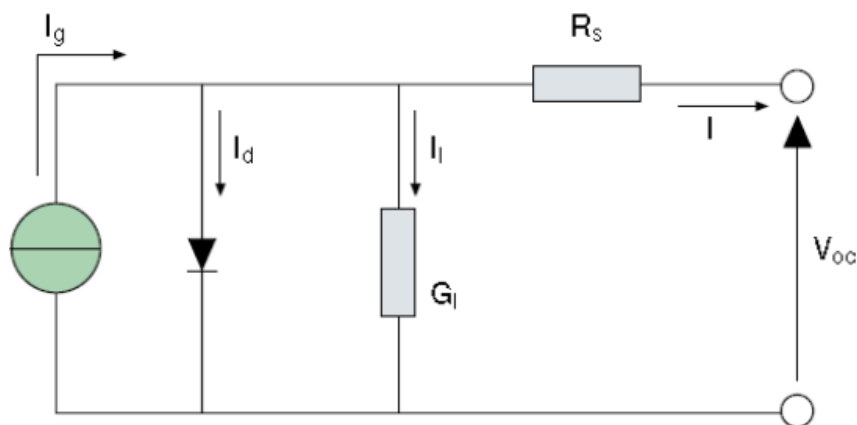


Figura 21: Circuito equivalente di una cella fotovoltaica [55]

La conduttanza  $G_l$  (3 - 5 mS) tiene conto delle dispersioni verso terra durante il normale funzionamento mentre  $R_s$  (resistenza interna associata al tipo di giunzione ed alle impurità

dei materiali 0,05 – 0,1 W) rappresenta le perdite interne della cella e dipende dallo spessore della giunzione p-n, dalle impurità presenti e dalla resistenza di contatto. L'efficienza di conversione della cella è fortemente influenzata dal valore di  $R_s$  piuttosto che da  $G_i$ . La tensione a vuoto della cella ( $V_{oc}$ ) si presenta quando il carico non assorbe corrente ( $I=0$ ); conoscendo la conduttanza della cella si arriva alla determinazione di  $V_{oc}$ . La corrente che potrà essere erogata al carico sarà così pari alla corrente del generatore ( $I_g$ ) diminuita di quella di diodo ( $I_d$ ) e di quella persa internamente ( $I_i$ ). Per conoscere la corrente di diodo bisogna prima conoscere la  $I_d$ , valutabile alimentando una cella oscurata con una tensione  $V_{oc}$  e misurando la corrente che circola all'interno della cella[55].

Le celle fotovoltaiche sono caratterizzate da una curva V-I, dalla quale è possibile determinare le prestazioni elettriche, e definita curva caratteristica.

- Corrente di corto circuito ( $I_{SC}$ ): in questa situazione si ha  $V=0$  e  $I=I_{sc}$ , dove  $I_{sc}$  è la corrente erogata dalla cella quando a questa viene applicato un carico con resistenza nulla (I massima). Per celle al silicio monocristallino (10 x 10 cm) è di circa 3 A.
- Circuito aperto ( $V_{OC}$ ): in questa situazione si ha  $V= V_{oc}$  e  $I=0$ , dove  $V_{oc}$  è la tensione ai morsetti della cella quando a questa viene applicato un carico a resistenza infinita (V massima). Per celle monocristalline  $V_{oc}$  varia tra 0,5 e 0,6 [V], per celle al silicio amorfo varia tra 0,6 e 0,9 V.
- Potenza Massima ( $P_M$ ): situazione di massima potenza ossia il punto in cui il prodotto tensione corrente della cella è massimo, in questa situazione si ha  $P_M=I_M \cdot V_M$ .



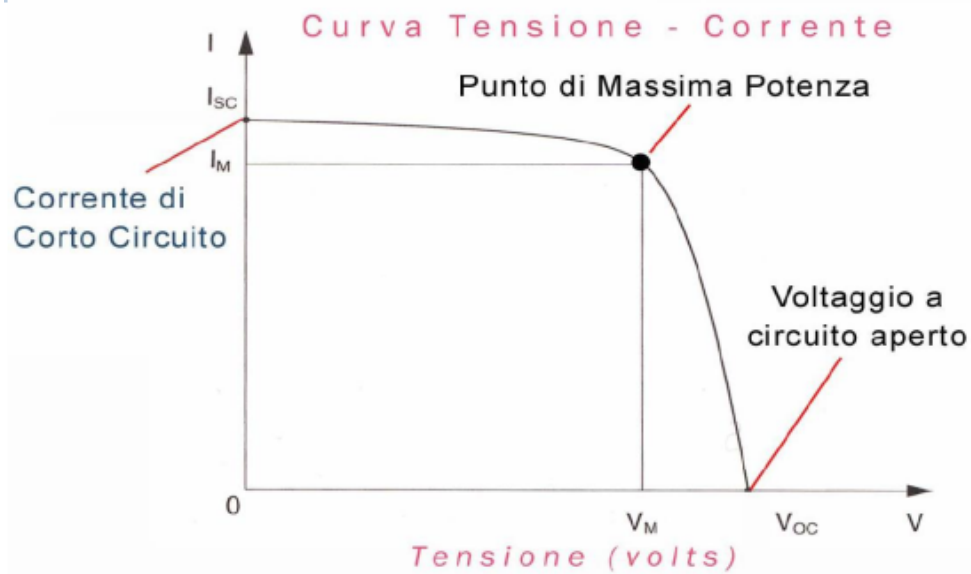


Figura 22: Curva tensione-corrente [55]

La sola cella fotovoltaica non presenta tensioni e correnti idonee ad essere utilizzata per fini energetici (0,5-0,7 V e circa 1-5 A), è così indispensabile unire elettricamente più celle per dare luogo ad un modulo all'interno del quale le celle sono combinate in serie, in parallelo o in serie/parallelo. Il collegamento di serie consente di incrementare il voltaggio complessivo del modulo senza incrementarne la corrente; diversamente, il collegamento in parallelo incrementa la corrente di uscita senza modificare il voltaggio complessivo.

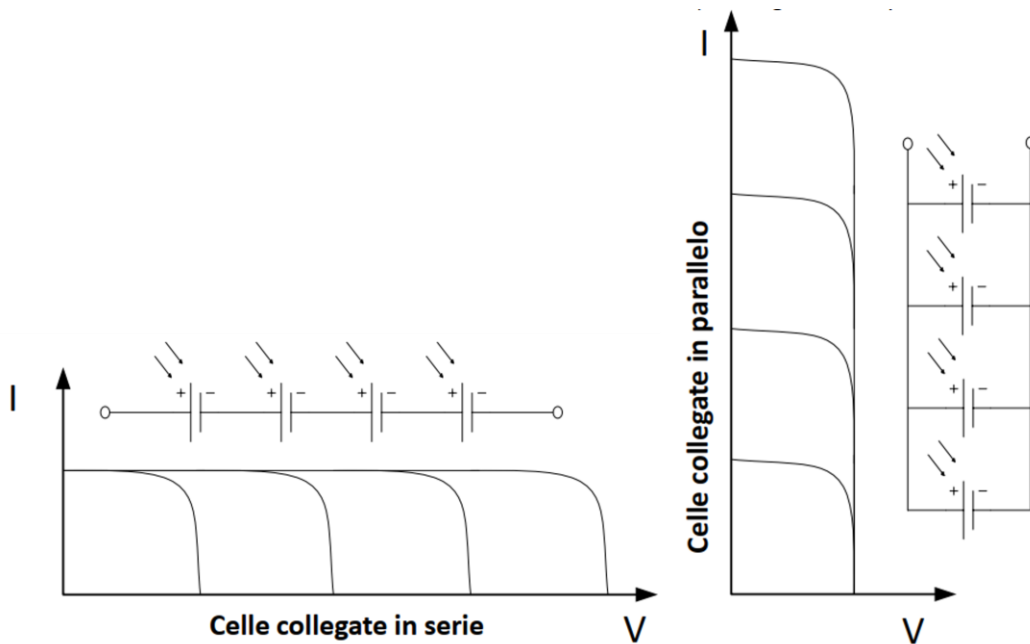


Figura 23: Collegamento celle serie-parallelo [55]

Le caratteristiche elettriche della cella vengono a modificarsi al variare della temperatura ambiente e della irradiazione solare incidente. Al diminuire della potenza radiante si ha una decisa riduzione della corrente di corto circuito, di contro il voltaggio a circuito aperto non varia in modo marcato. Il risultato sarà una forte diminuzione della potenza massima erogabile dal pannello.

La temperatura gioca un ruolo differente modificando invece il voltaggio a circuito aperto e operando una moderata influenza sulla corrente di corto circuito. L'influenza sul valore di potenza massima risulta meno marcata.

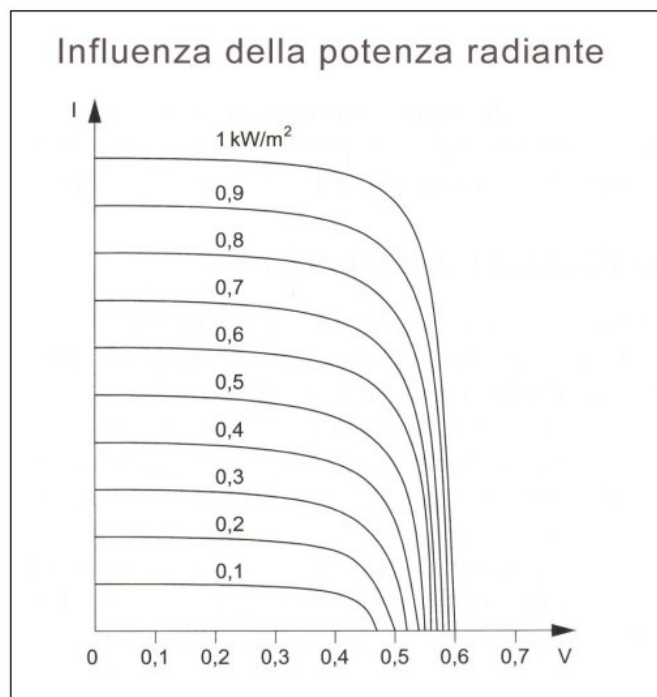
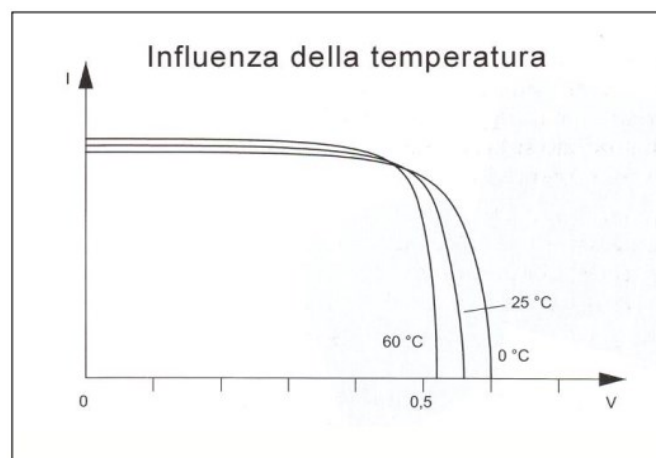


Figura 24: Influenza della temperatura e della irradiazione [55]

Risulta chiaro che la tensione di uscita di un modulo è generata dalla messa in serie di un numero elevato di celle; pertanto, qualora una delle celle della stringa venisse ombreggiata, questa erogherebbe una minore quantità di corrente. Poiché però le celle sono in serie la corrente che circola all'interno delle stesse è uguale per tutte, di conseguenza tutte le celle della stringa si trovano attraversate da una corrente uguale a quella della cella ombreggiata con evidente calo della potenza totale del modulo. Nello stesso tempo, però, le celle soleggiate creano coppie elettrone-lacuna che vengono assorbite dalla cella ombreggiata, che è diventata un vero e proprio carico. Tutto ciò porta un graduale aumento della temperatura di quest'ultima (hot-spot) con conseguente riduzione anche del voltaggio di uscita ma, soprattutto, con la possibilità che la cella si rompa per soprariscaldamento. Per contenere tale problema è pratica consolidata quella di porre in parallelo ad un certo numero di celle dei diodi di bypass così che la zona ombreggiata venga by-passata e, seppur minore, venga garantita una potenza di uscita accettabile. Ovviamente i diodi sono dimensionati a sopportare la corrente massima erogabile dl modulo e pertanto sono di dimensioni apprezzabili. Oltre a ciò, una loro rottura metterebbe a repentaglio il buon funzionamento del modulo stesso; di conseguenza, vengono posizionati all'interno di una scatola (scatola di giunzione) posta sul retro del modulo e dalla quale si dipartono i collegamenti elettrici dello stesso.

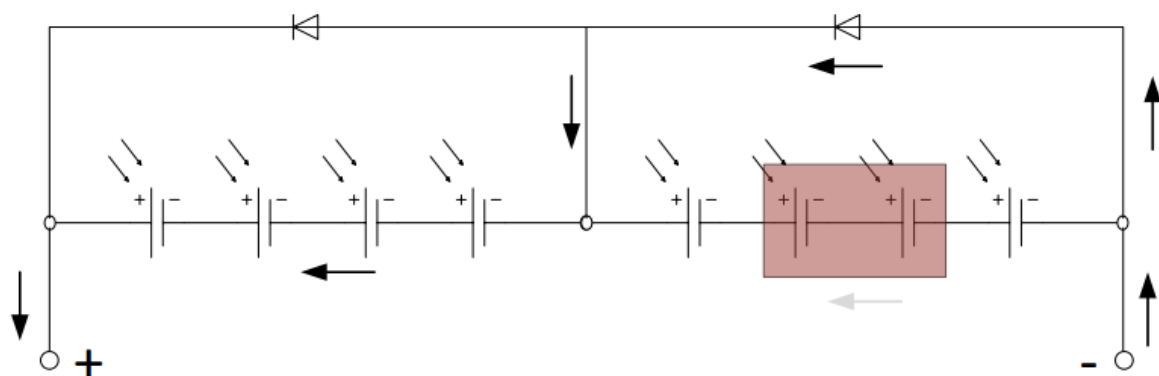


Figura 25: Diodi di by-pass [55]

La potenza generata da un impianto fotovoltaico è in corrente continua, calcolata come prodotto di voltaggio e corrente, il che permette di raggiungere lo stesso valore di potenza variando i due parametri (V e I). Per aumentare il voltaggio di uscita è possibile collegare più moduli in serie creando una stringa in cui il voltaggio totale è la somma dei voltaggi dei moduli, mentre la corrente è quella del singolo modulo. Un impianto con una sola

stringa sarebbe teoricamente fattibile ma comporterebbe un voltaggio troppo elevato e quindi rischioso per gli operatori.

Un'alternativa sarebbe collegare i moduli in parallelo mantenendo basso il voltaggio ma aumentando la corrente totale. Tuttavia, questo comporta grandi perdite di potenza per il trasporto elettrico. La soluzione ottimale è collegare più stringhe in parallelo per formare un campo fotovoltaico. L'insieme di tutti i campi costituisce il generatore fotovoltaico. La tensione di stringa è generalmente determinata dalla potenza del generatore e dall'inverter CC/CA, con un limite massimo di  $1000 V_{cc}$ , pur adattandosi alla tensione dell'inverter scelto.

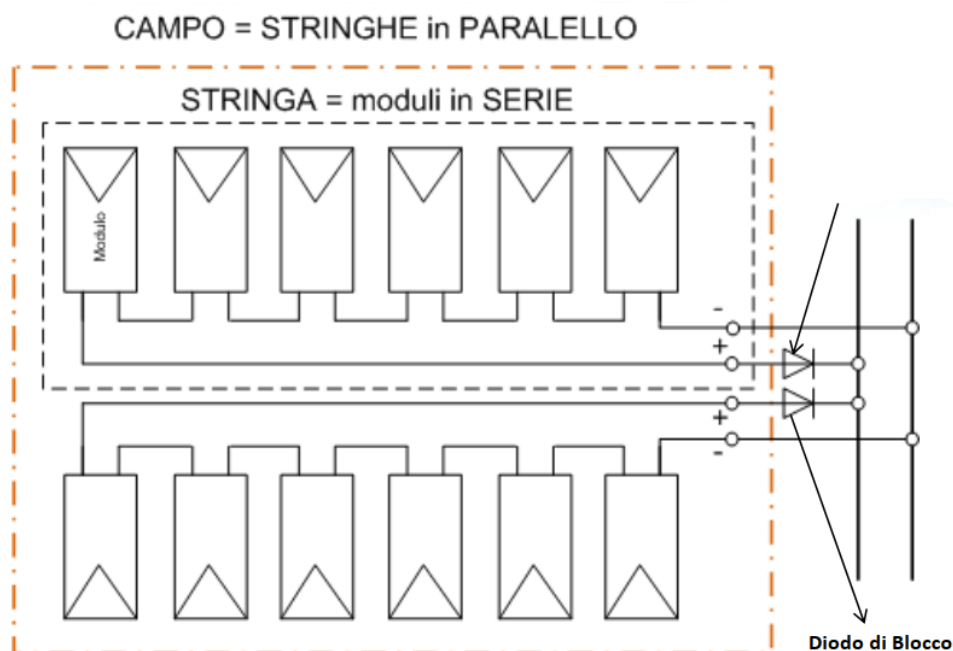


Figura 26: Generatore fotovoltaico [55]

Se una stringa è in ombra, la sua corrente si riduce facendola diventare un carico che assorbe corrente dalle altre stringhe. Per prevenire questo problema, ogni stringa è dotata di un diodo di blocco che impedisce il flusso di corrente inverso e richiede dimensioni adeguate e una tensione di blocco pari almeno al doppio della tensione a circuito aperto della stringa. Questo diodo introduce una piccola perdita di tensione e corrente, ma protegge l'impianto anche se alcuni moduli resistono a correnti inverse elevate senza danni[55].

Per evitare correnti eccessive sui cavi di stringa vengono utilizzati i fusibili di stringa, insieme ai diodi di stringa, contenuti nel quadro di campo con interruttori di manovra e scaricatori di tensione (SPD) per sovratensioni da fulmini. I pannelli della stringa sono collegati in serie con cavi speciali che resistono ad alte temperature e radiazione UV e dotati di connettori con protezione contro l'ingresso di corpi solidi e di liquidi, IP65 appartenenti alla specifica categoria di cavi solari.

## **Inverter**

L'inverter è un dispositivo della famiglia dei convertitori statici e il suo scopo è quello di trasformare la tensione continua (DC) generata da un impianto fotovoltaico in tensione alternata (AC), compatibile con la rete elettrica (a bassa tensione o media tensione).

Gli inverter fotovoltaici includono anche un sistema chiamato Maximum Power Point Tracking (MPPT) che consente di ottimizzare la produzione di energia. Il sistema MPPT regola l'impedenza del carico per adattarlo alle condizioni di generazione, garantendo che il modulo fotovoltaico operi sempre al massimo della potenza disponibile anche quando cambiano l'irraggiamento solare o la temperatura ambiente.

Nella scelta dell'Inverter bisogna tenere conto dei seguenti criteri:

1. La potenza massima del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla potenza massima consentita dall'inverter, ma quanto più prossima ad essa;
2. La massima tensione a vuoto del generatore fotovoltaico, che avviene alla minima temperatura, non deve superare la massima tensione in ingresso tollerata dall'inverter;
3. La minima tensione MPP del generatore fotovoltaico, valutata alla massima temperatura di esercizio, deve essere superiore alla minima tensione di funzionamento MPPT dell'inverter;
4. La massima tensione MPP del generatore fotovoltaico, valutata alla minima temperatura deve essere inferiore alla massima tensione MPPT dell'inverter;
5. La massima corrente MPP del generatore fotovoltaico deve essere inferiore della massima corrente tollerata in ingresso dall'inverter[55].

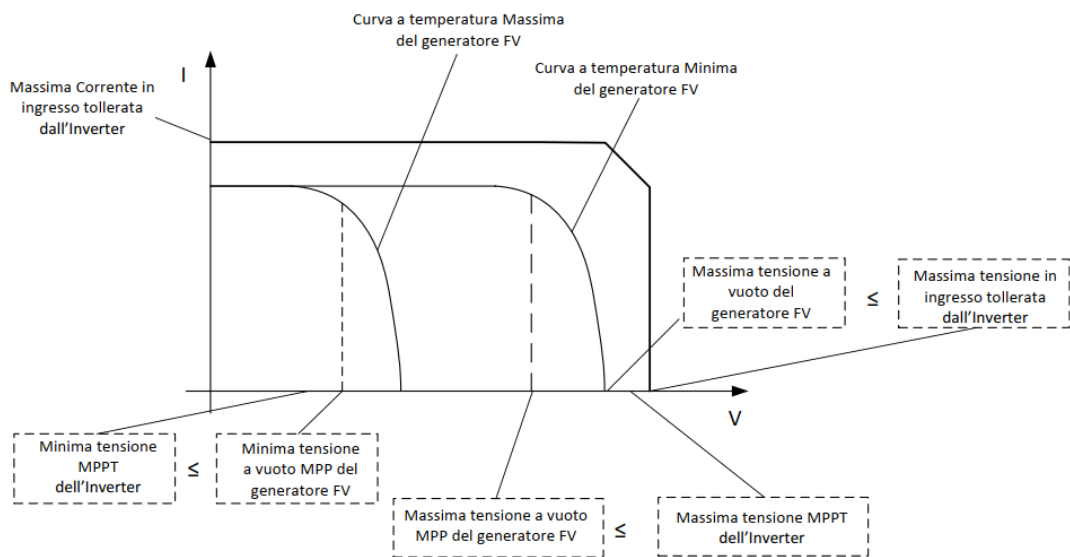


Figura 27: Scelta dell'inverter [55]

Esistono diverse tipologie progettuali:

- I sistemi fotovoltaici con inverter centralizzato a bassa tensione ( $\leq 120 V_{cc}$ ) utilizzano poche serie di moduli per ogni stringa, solitamente 3-5 moduli. Questa configurazione riduce le perdite di potenza causate dall'ombreggiamento parziale di un modulo poiché la corrente complessiva della stringa si adatta alla potenza del modulo più debole, limitando il calo complessivo.
- Un inconveniente di queste configurazioni è l'aumento della corrente complessiva dovuto al parallelo di più stringhe. Per mantenere le perdite di energia (perdite ohmiche) contenute sono necessari cavi di grande sezione. I sistemi operanti entro il limite di  $120 V_{cc}$  o  $50 V_{ac}$  possono essere classificati come Safety Extra Low Voltage (SELV) o Protective Extra Low Voltage (PELV) tipi di sistemi a bassissima tensione di sicurezza che non richiedono protezioni contro i contatti indiretti. Tuttavia, devono avere un trasformatore di sicurezza con isolamento rinforzato, mentre i PELV richiedono anche uno schermo a terra.
- I sistemi con un inverter centralizzato con tensione nominale medio-alta hanno il vantaggio di utilizzare cavi di sezione ridotta, grazie alla presenza di correnti di entità contenuta. Lo svantaggio, legato al maggior numero di moduli da connettere in serie, risiede nelle maggiori perdite di energia nel caso di ombreggiamento parziale di un

modulo. In questo caso la riduzione della corrente prodotta dalla stringa (il modulo che riceve meno radiazione è quello che determina la corrente dell'intera stringa) è una quantità importante della totale. Ovviamente l'adozione di un sistema Mono-Inverter richiede l'utilizzo di moduli fotovoltaici dello stesso tipo altrimenti sarebbe impossibile fare operare il sistema in condizioni di massima potenza.

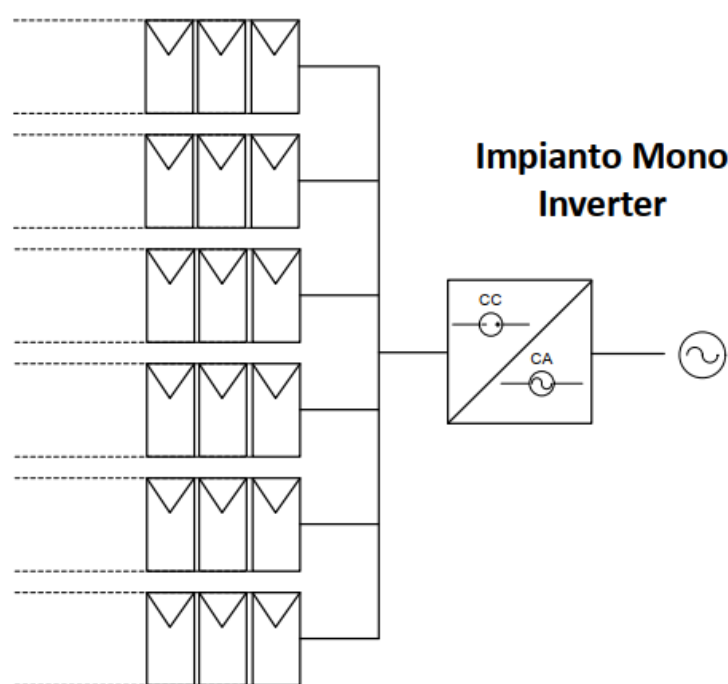


Figura 28: Impianto mono inverter [55]

- Negli impianti fotovoltaici di dimensioni maggiori, è comune l'uso di più inverter configurati in modalità “Master-Slave” per distribuire la potenza prodotta. In questo sistema, uno degli inverter è impostato come “master” e ha la priorità, operando da solo quando l'irraggiamento solare è basso e la potenza prodotta è limitata. Con l'aumentare dell'irraggiamento e della potenza generata, che supera la capacità massima dell'inverter master, interviene automaticamente un inverter aggiuntivo (lo “slave”). Per bilanciare l'usura tra gli inverter e garantire un funzionamento equo, il ruolo di master viene alternato tra i dispositivi secondo cicli prestabiliti. Questo sistema offre un vantaggio importante: anche con un'irradiazione solare ridotta, il gruppo di conversione lavora in modo efficiente, evitando di sovraccaricare un unico inverter a potenze inferiori alla sua capacità nominale. Tuttavia, questo tipo di configurazione ha un costo maggiore rispetto a un sistema con un solo inverter.

- Quando un sistema fotovoltaico è composto da sotto-campi o stringhe che presentano inclinazioni, orientamenti o condizioni di ombreggiamento differenti è efficace l'uso di inverter dedicati per ciascuna di queste configurazioni. Questo approccio permette di ottimizzare la resa energetica, poiché ogni inverter può lavorare in modo indipendente grazie ai dispositivi MPPT, garantendo una gestione ottimale della potenza in base alle specifiche condizioni di irraggiamento di ciascuna stringa. Tuttavia, l'adozione di inverter dedicati aumenta i costi complessivi dell'impianto.

In presenza di stringhe particolarmente lunghe è importante considerare che l'ombreggiamento parziale di un modulo può ridurre la corrente dell'intera stringa in quanto la corrente massima viene determinata dal modulo meno esposto alla luce solare. Per gli impianti di potenza inferiore a 10 kW è possibile utilizzare un singolo inverter dotato di ingressi separati con MPPT dedicati per ciascuna stringa in modo da ottimizzare comunque la produzione per configurazioni differenti. In fase di progettazione è fondamentale scegliere moduli con la stessa tolleranza elettrica per ogni stringa, garantendo così uniformità di prestazione.

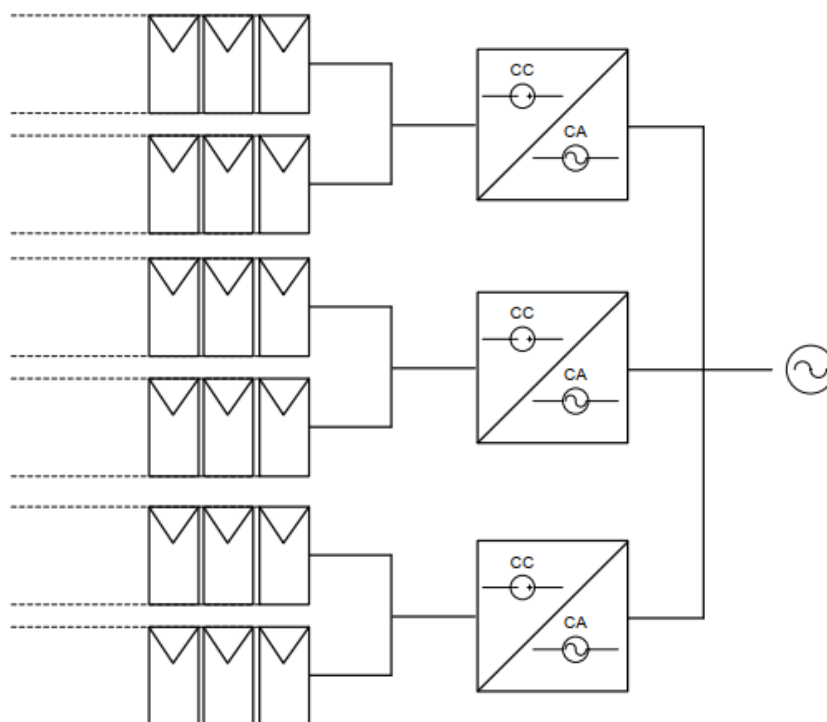


Figura 29: Impianto con inverter di stringa [55]



Il collegamento alla rete elettrica di Bassa Tensione può essere effettuato in modalità monofase o trifase, secondo quanto regolamentato dalla norma CEI 0-21. La connessione monofase è consentita per impianti con una potenza massima nominale dell'inverter inferiore a 6 kW. In accordo con il gestore della rete, è possibile arrivare fino a 10 kW.

Per impianti con una potenza superiore a 6 kW, l'uscita deve essere trifase. In questo caso, si può scegliere tra una soluzione a mono-inverter o multi inverter. La soluzione multi inverter è generalmente preferita per potenze che arrivano fino a diverse centinaia di kW. In questa configurazione il trifase si ottiene collegando più inverter monofase a un trasformatore di uscita trifase. Tuttavia, se la potenza complessiva degli inverter non supera i 20 kW, il trasformatore di uscita può essere evitato.

Quando l'inverter è collegato a una rete di media tensione tramite una cabina di trasformazione utente la separazione dalla rete pubblica è garantita dal trasformatore di media/bassa tensione (MT/BT). In questo caso non è necessario che gli inverter dispongano di un proprio trasformatore di separazione verso la rete.

La potenza massima in ingresso di un inverter è funzione della potenza nominale del generatore fotovoltaico; quest'ultima può essere raggiunta o, in qualche caso, superata, in funzione della località di progetto. La potenza nominale del generatore si ottiene solo quando le condizioni di lavoro sono standard, ossia irraggiamento di 1000 W/m<sup>2</sup> e temperatura cella di 25 °C; per valori più alti di irraggiamento la potenza del generatore diventa maggiore di quella nominale.

Da queste considerazioni è pratica comune scegliere la potenza di ingresso dell'inverter nel modo seguente:

- Per progetti ricadenti in località del nord Italia la potenza dell'inverter è pari al 90-95% della potenza nominale del generatore fotovoltaico in quanto per la maggior parte del tempo l'inverter lavora a potenza ridotta. Si scende anche al 85% per impianti con esposizione non ottimale o su facciata verticale.

- Per progetti dedicati al centro e sud dell'Italia l'inverter viene sovradimensionato scegliendo una potenza di ingresso pari al 105-110% della potenza nominale del generatore fotovoltaico.

Per quanto riguarda la scelta delle tensioni in ingresso all'inverter si possono adottare i seguenti criteri:

1. La massima tensione a vuoto del generatore fotovoltaico, che si ottiene alla minima temperatura ambiente, deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter. Se ciò non accade l'inverter sarà irrimediabilmente danneggiato;
2. La minima tensione MPP del generatore, raggiunta per  $T_{amb} = 70 \text{ }^\circ\text{C}$  ed irraggiamento di  $1000 \text{ W/m}^2$ , deve essere superiore alla minima tensione MPPT dell'inverter; se ciò non accade l'inverter va in stand-by;
3. La massima tensione MPP del generatore, raggiunta per  $T_{amb} = -10 \text{ }^\circ\text{C}$  ed irraggiamento di  $1000 \text{ W/m}^2$ , deve essere inferiore alla massima tensione MPPT dell'inverter; se ciò non accade l'inverter va in stand-by;
4. La massima corrente MPP del generatore sia inferiore alla massima corrente sopportata dall'Inverter.

Il grado di protezione di un inverter è sempre maggiore o uguale a IP54, per installazioni all'aperto o in ambienti polverosi ed umidi è preferibile un grado di protezione IP65.

Per calcolare la produzione annuale di un impianto fotovoltaico, si fa riferimento alla normativa UNI 10349. Il primo passo consiste nel determinare il valore dell'irraggiamento in  $\text{kWh/m}^2$  per la zona di interesse, tenendo conto del fattore correttivo relativo all'angolo di inclinazione dei moduli fotovoltaici. Successivamente si calcola il numero di ore equivalenti che rappresentano il tempo in cui un impianto potrebbe operare a piena capacità, considerato un valore di  $1000 \text{ W/m}^2$ , tipicamente su base annuale.

$$\text{ore equivalenti [h]} = \frac{\text{kWh/m}^2 * 1000}{1000[\text{W/m}^2]} \quad (5)$$

Una volta ottenute le ore equivalenti si può procedere alla stima dell'energia elettrica prodotta annualmente tenendo conto delle perdite del sistema. Questo calcolo si basa sulla potenza nominale dell'impianto, determinata dai dati tecnici dei pannelli, considerando la configurazione delle stringhe e delle connessioni e sulle ore equivalenti precedentemente calcolate.

$$\text{energia prodotta [kWh]} = \text{potenza [kW]} * \text{ore equivalenti [h]} * (1 - \sum \text{Perdite}) \quad (6)$$

Esistono anche software specializzati che semplificano questo processo di stima dell'energia prodotta considerando variabili come i dati climatici, la posizione geografica (latitudine e longitudine), l'orientamento e l'inclinazione dei pannelli solari. Questi strumenti consentono di inserire i dati specifici del sito di installazione e le caratteristiche tecniche dell'impianto per ottenere previsioni precise della produzione di energia su base oraria durante l'anno considerando diverse condizioni climatiche e modalità di utilizzo.

### **3.1 Fotovoltaico in Italia: Stato dell'arte e incentivi**

Nel 2024 il settore fotovoltaico italiano ha registrato una crescita significativa, consolidandosi come una delle principali fonti di energia rinnovabile del Paese. Al 30 giugno 2024 l'Italia contava 1.763.977 impianti fotovoltaici, con una potenza complessiva di 33,62 GW, in grado di soddisfare circa il 9% del fabbisogno elettrico nazionale annuo [56].

Le proiezioni per il 2024 e gli anni successivi puntano a un'espansione fino a 80 GW entro il 2030, in linea con gli obiettivi stabiliti dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) che mira a promuovere l'autonomia energetica del Paese e il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni.

Gli incentivi attualmente disponibili sono stati fondamentali per stimolare questa crescita. Tra i più significativi vi è il Bonus Ristrutturazioni che permette una detrazione fiscale del 50% delle spese sostenute per l'installazione di impianti fotovoltaici, fino a un massimo di 96.000 euro, con un recupero distribuito su dieci anni[57]. Un altro incentivo rilevante è il Superbonus 70% che consente di ottenere una detrazione per gli interventi di efficientamento energetico, compresa l'installazione di pannelli solari.

È inoltre disponibile il Fondo Reddito Energetico, destinato a famiglie con ISEE basso (inferiore a 15.000 euro o 30.000 euro con più figli a carico), che offre un contributo a fondo perduto fino a 11.000 euro per l'installazione di impianti fotovoltaici da 6 kW[58].

Oltre agli impianti fotovoltaici su tetto si assiste a una crescente diffusione degli impianti fotovoltaici a terra che giocano un ruolo cruciale nell'espansione della capacità installata. Gli impianti a terra, soprattutto quelli collocati in aree non agricole o su terreni marginali, rappresentano un'opzione strategica per aumentare la produzione di energia solare senza compromettere lo sviluppo urbano o agricolo. Tuttavia, la realizzazione di impianti a terra può incontrare ostacoli normativi e legati alla gestione del territorio richiedendo autorizzazioni complesse, specie in aree protette o con vincoli paesaggistici.

### **3.2 L'agrivoltaico in Italia (Definizione, direttive, incentivi, vantaggi)**

Nel 2024 l'Italia ha intensificato gli sforzi per integrare la produzione di energia rinnovabile con l'agricoltura, promuovendo lo sviluppo di impianti agrivoltaici. Questi sistemi combinano la generazione di energia solare con l'attività agricola, ottimizzando l'uso del suolo e contribuendo agli obiettivi di sostenibilità energetica e ambientale del Paese.

Per agrivoltaico si fa riferimento a un sistema che prevede l'installazione di pannelli solari su terreni agricoli senza compromettere la produzione agricola. A differenza dei tradizionali impianti fotovoltaici a terra, gli impianti agrivoltaici sono progettati per mantenere uno spazio sufficiente per le colture o il pascolo degli animali. Questo approccio consente di sfruttare al massimo il potenziale del suolo, producendo contemporaneamente cibo ed energia.

Nel febbraio 2024, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) ha pubblicato il Decreto Ministeriale 436/2023, entrato in vigore il 14 febbraio 2024, che promuove la realizzazione di sistemi agrivoltaici innovativi. Questo decreto mira all'installazione di 1,04 GW di nuova capacità agrivoltaica, con l'obiettivo di produrre almeno 1.300 GWh annui [59].

Successivamente, il 16 maggio 2024, con il Decreto del Capo Dipartimento Energia n. 233, sono state approvate le Regole Operative proposte dal Gestore Servizi Energetici (GSE) relative al decreto ministeriale sull'agrivoltaico. Queste regole definiscono i criteri e le modalità per la concessione dei benefici previsti.

Il Decreto Agrivoltaico prevede diversi incentivi per promuovere l'adozione di questi sistemi:

- Contributi in conto capitale: Fino al 40% dei costi ammissibili, finanziati dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR).
- Tariffa incentivante: Per l'energia elettrica netta immessa in rete, offrendo un ulteriore incentivo economico per gli operatori.

Per sviluppare un impianto agrivoltaico in Italia, è necessario rispettare specifiche normative che tutelano sia l'ambiente che l'attività agricola. Secondo le linee guida pubblicate dal MASE nel 2024, i criteri principali includono:

- Compatibilità con l'agricoltura: Gli impianti non devono compromettere la produttività agricola. Per esempio, è necessario dimostrare che il terreno resterà dedicato all'agricoltura anche dopo l'installazione dei pannelli.
- Limitazioni territoriali: Gli impianti devono evitare aree protette o con vincoli paesaggistici e sono preferibilmente collocati su terreni marginali o degradati.
- Altezza e densità dei pannelli: I pannelli devono essere installati a una certa altezza dal suolo (generalmente superiore a 2 metri) e con una densità che garantisca il passaggio di luce sufficiente per le colture sottostanti.
- Sostenibilità ambientale: Ogni progetto deve includere una valutazione dell'impatto ambientale e proporre soluzioni per mitigare eventuali effetti negativi.

Ad oggi il modello agrivoltaico offre una serie di vantaggi che vanno oltre la semplice produzione di energia:

1. Ottimizzazione del suolo: Permette di sfruttare terreni agricoli per una doppia funzione, aumentando il valore economico del territorio;
2. Protezione delle colture: I pannelli solari possono agire come una sorta di “tetto” che protegge le piante da eventi climatici estremi, come grandinate o ondate di calore;
3. Riduzione dell'evaporazione: L'ombra parziale fornita dai pannelli può ridurre l'evaporazione dell'acqua favorendo un uso più efficiente delle risorse idriche;
4. Incentivi economici: Oltre ai profitti derivanti dalla vendita di energia, gli agricoltori possono accedere a incentivi specifici per sostenere l'installazione e la gestione degli impianti;

Nonostante i suoi vantaggi, l'agrivoltaico presenta alcune sfide che ne ostacolano il suo sviluppo, come le complessità burocratiche per l'ottenimento, nelle fasi iniziali, delle autorizzazioni.

In seguito, vi sono i costi iniziali elevati; sebbene gli incentivi riducano l'impatto economico, l'investimento iniziale per avviare un progetto agrivoltaico può essere significativo.

In ultimo l'ostacolo più difficile da affrontare, ovvero l'accettazione sociale; dove è necessario sensibilizzare le comunità locali per superare eventuali resistenze, soprattutto in territori con una forte vocazione agricola tradizionale.

## 4. Rete elettrica nazionale

La rete elettrica nazionale italiana possiede una storia ricca e complessa che riflette l'evoluzione tecnologica e sociale del paese. Dalla prima linea elettrica tra Tivoli e Roma nel 1882, fino alla moderna rete di trasmissione che copre l'intero territorio nazionale, l'Italia ha giocato un ruolo pionieristico nello sviluppo dell'infrastruttura elettrica.

La prima linea di trasmissione elettrica a carattere industriale in Italia entrò in funzione nel 1882 collegando Tivoli a Roma[60]. Questo segnò l'inizio di un'era di elettrificazione che avrebbe trasformato il paese. Inizialmente, l'energia elettrica veniva prodotta vicino ai luoghi di consumo, ma con il tempo si svilupparono reti più complesse per distribuire l'energia su distanze maggiori.

Tra il 1920 e il 1950 l'Italia vide la costruzione di reti elettriche di grande dimensione, sia a livello regionale che nazionale[60]. Questa fase fu caratterizzata dall'integrazione di più impianti di produzione e dalla creazione di una rete interconnessa che permetteva di bilanciare i carichi e migliorare l'efficienza della distribuzione.

Nel 1962, con la nazionalizzazione dell'industria elettrica, nacque l'Enel (Ente Nazionale per l'Energia Elettrica), che unificò le varie reti regionali sotto un'unica gestione. Questo permise una maggiore standardizzazione e un miglioramento delle infrastrutture. Durante il dopoguerra l'Italia vantava circa 4000 km di linee elettrificate, posizionandosi al primo posto in Europa e seconda al mondo dopo gli Stati Uniti[61].

A partire dagli anni '90 il settore elettrico italiano ha subito una serie di riforme volte alla liberalizzazione del mercato[62]. Questo ha portato alla separazione delle attività di produzione, trasmissione e distribuzione, con l'obiettivo di aumentare la concorrenza e migliorare l'efficienza del servizio.

Oggi, la rete di trasmissione nazionale è gestita da Terna società proprietaria della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) che si occupa di garantire la sicurezza e l'affidabilità del sistema elettrico italiano. Terna è responsabile del coordinamento dei vari componenti del sistema elettrico e del dispacciamento, ovvero del bilanciamento tra l'energia prodotta e quella richiesta.

La distribuzione dell'energia elettrica, invece, è stata affidata in concessione a distributori locali, che operano in specifiche aree geografiche e sono responsabili della consegna dell'energia agli utenti finali.

#### 4.1 Sistema elettrico nazionale

Il sistema elettrico nazionale è composto da quattro segmenti distinti. A monte, la produzione di elettricità viene realizzata sfruttando fonti fossili oppure fonti rinnovabili in un regime di libero mercato. A valle, alcune società si occupano di distribuire l'elettricità gestendo le reti locali, e di commercializzarla presso gli utenti finali. Terna, invece, occupa la posizione centrale nella filiera, cioè la trasmissione[63].

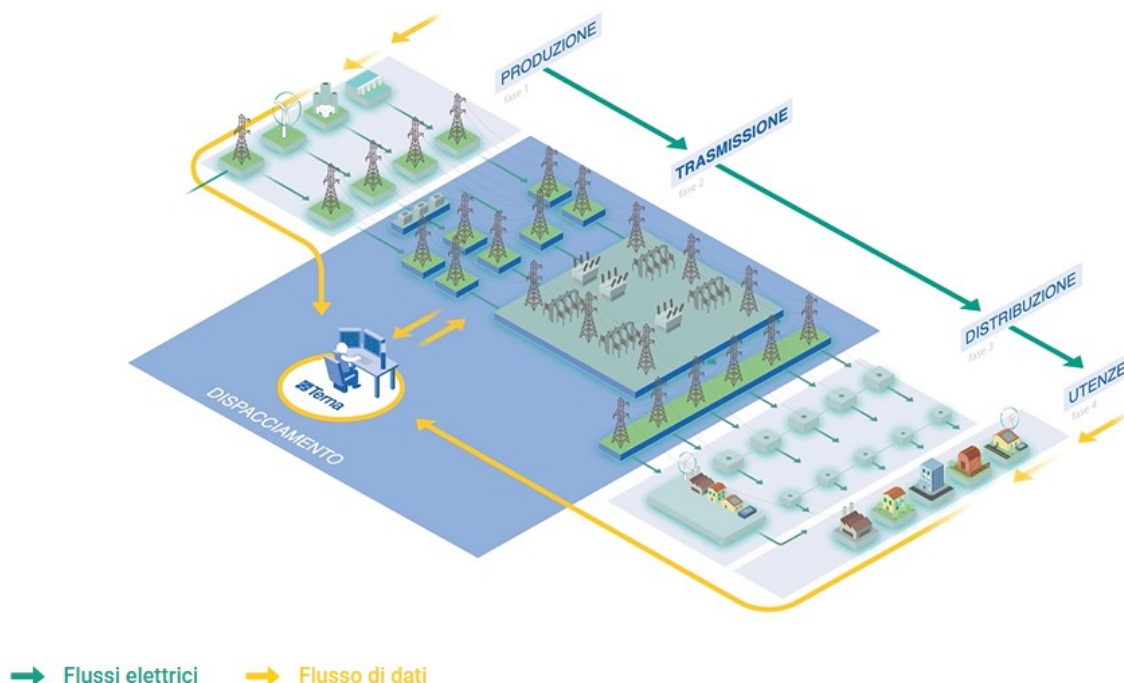


Figura 30: sistema elettrico nazionale [63]

#### 4.2 Produzione

La produzione di energia elettrica in Italia si basa su una combinazione di fonti non rinnovabili e rinnovabili. Le fonti non rinnovabili, come gas naturale, carbone e petrolio rappresentano ancora una parte significativa della produzione, ma il paese sta aumentando l'uso di fonti rinnovabili come energia idroelettrica, solare, eolica, geotermica e biomasse.

Nei primi sei mesi del 2024 la produzione da fonti rinnovabili (+27,3% rispetto al primo semestre 2023) ha superato per la prima volta la produzione da fonti fossili che ha



registrato una flessione del 19% rispetto allo stesso periodo del 2023, con una ancor più marcata riduzione della quota di produzione a carbone (-77,3%). La produzione nazionale netta è risultata pari a 22,9 miliardi di kWh.

Le fonti rinnovabili hanno coperto il 52,5% della domanda elettrica (era 43,8% a giugno 2023). Risulta essere in aumento la fonte idrica (+29,4%), grazie essenzialmente al contributo degli impianti del Nord Italia, la fonte eolica (+29,2%) e fotovoltaica (+18,2%); l'incremento del fotovoltaico (+638 GWh) è dovuto alla maggior produzione per l'aumento della capacità in esercizio (+803 GWh) che ha compensato la minore producibilità legata all'irraggiamento (-165 GWh). In diminuzione la fonte geotermica (-2,8%) e termica (-13,7%) come diretta conseguenza della crescita dell'utilizzo delle fonti rinnovabili[63].

Nel 2020 circa il 10,4% del fabbisogno elettrico italiano è stato soddisfatto con l'acquisto di energia dall'estero, principalmente dalla Francia e dalla Svizzera attraverso 30 interconnessioni[63].

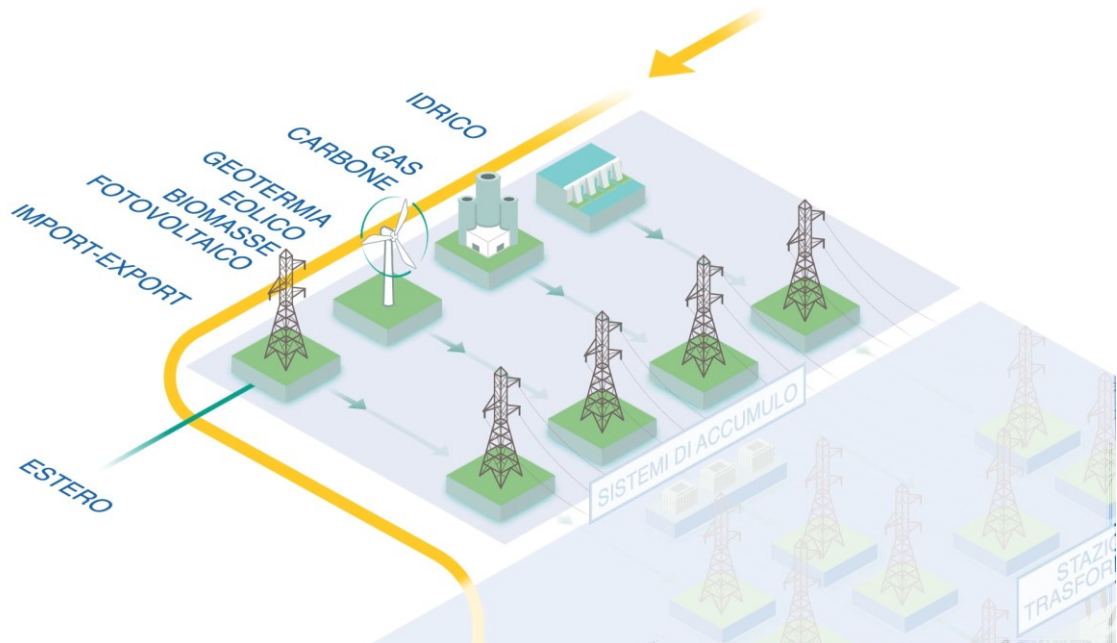
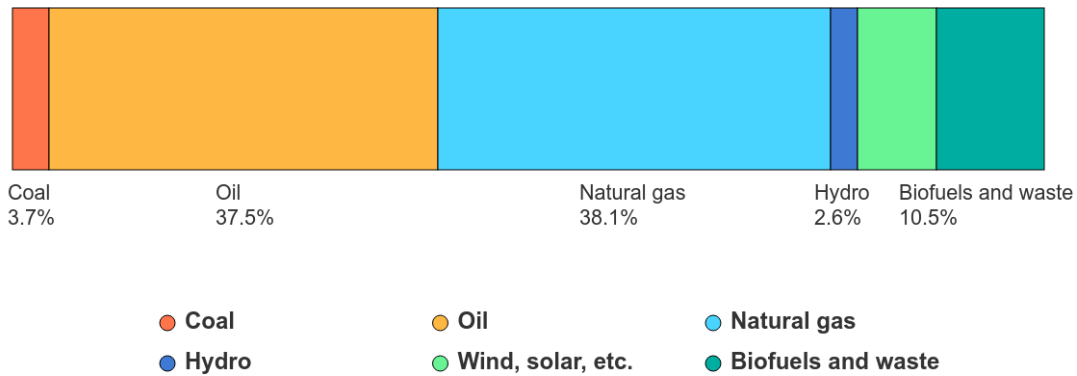


Figura 31: Produzione [63]

Analizzando i dati storici dell'ARERA si può notare come negli ultimi anni si stia assistendo a una significativa variazione del mix produttivo in Italia, dovuta alla forte diffusione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili[64] (non programmabili),

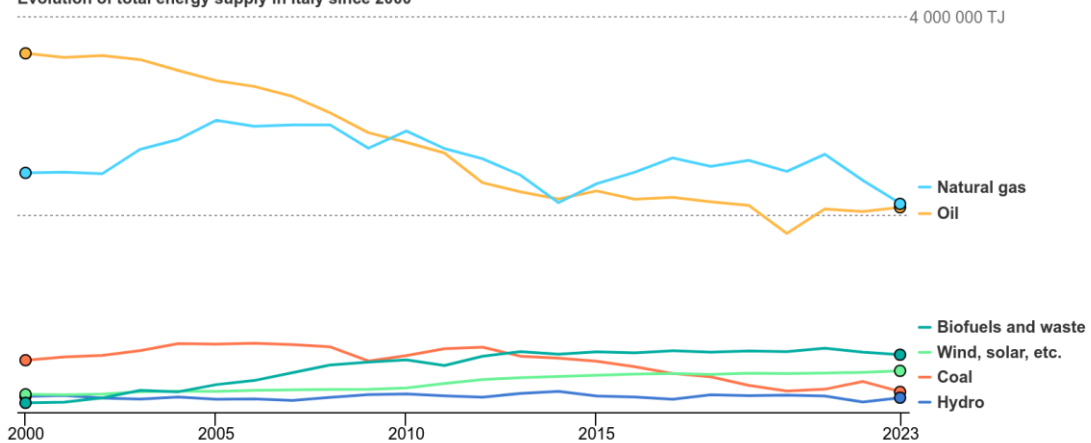
all'utilizzo di un diverso mix di combustibili negli impianti termoelettrici (sostituzione del petrolio con il gas naturale) e al ruolo crescente della generazione distribuita.

Total energy supply, Italy, 2023



Source: International Energy Agency. Licence: CC BY 4.0

Evolution of total energy supply in Italy since 2000



Source: International Energy Agency. Licence: CC BY 4.0

Figura 32: Mix energetico in Italia [65]

### 4.3 Trasmissione

Il sistema di trasmissione dell'energia elettrica in Italia è una componente cruciale per il funzionamento del paese. Questo sistema permette di trasportare l'energia prodotta dalle centrali elettriche fino ai punti di consumo, garantendo la continuità e la sicurezza dell'approvvigionamento energetico. La gestione di questa rete è affidata a Terna, una delle principali società di trasmissione di energia elettrica in Europa, che svolge il ruolo di Transmission System Operator (TSO) e Independent System Operator (ISO).

Come TSO, Terna è responsabile della gestione della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), che comprende oltre 74.000 km di linee elettriche ad alta e altissima tensione[63]. La società possiede e gestisce 431 stazioni di trasformazione e smistamento che sono cruciali per adattare la tensione dell'elettricità per il trasporto su lunghe distanze e per l'uso finale. Il ruolo di Terna come TSO include il monitoraggio dei flussi elettrici, la gestione delle indisponibilità della rete e la previsione del fabbisogno elettrico nazionale[63].

In qualità di ISO, Terna opera in modo indipendente per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta di energia elettrica. Questo ruolo implica la gestione del dispacciamento dell'energia, ovvero il coordinamento della produzione e della distribuzione dell'energia per assicurare che la rete elettrica funzioni in modo efficiente e sicuro[63]. Terna utilizza modelli matematici avanzati e dati storici per prevedere la domanda di energia e coordinare le centrali elettriche in base alle necessità.

La rete di trasmissione è costituita da linee ad alta e altissima tensione che collegano le centrali di produzione alle stazioni di trasformazione. Da queste stazioni l'energia viene poi distribuita alle reti locali attraverso linee di media e bassa tensione. Le cabine primarie trasformano l'elettricità da alta a media tensione, mentre le cabine secondarie la trasformano da media a bassa tensione, rendendola utilizzabile per le utenze domestiche e industriali.

L'Italia è interconnessa con i sistemi elettrici di altri paesi attraverso 25 linee di interconnessione, che permettono lo scambio di energia elettrica con paesi come la Francia, la Svizzera e l'Austria[63]. Queste interconnessioni sono fondamentali per garantire la stabilità del sistema elettrico nazionale e per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche disponibili.

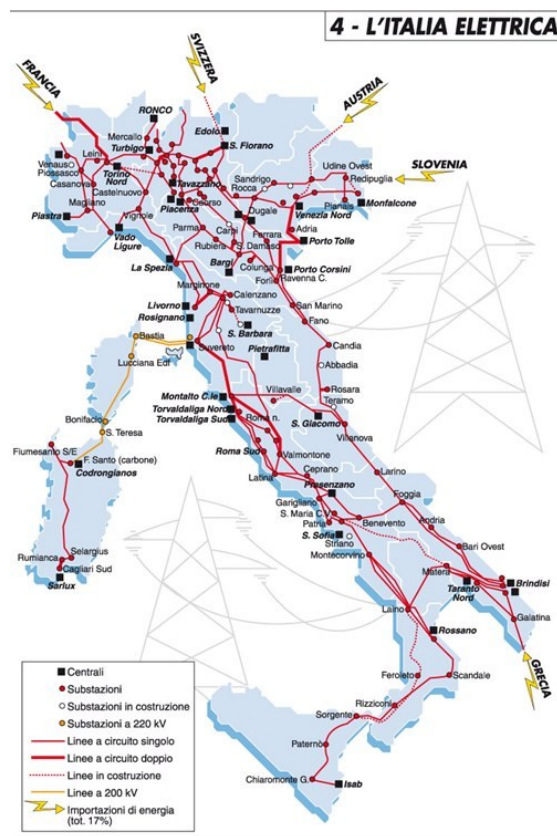


Figura 33: Smart grid

Il dispacciamento dell'energia è il processo di gestione e coordinamento della produzione e distribuzione dell'energia per garantire che la domanda e l'offerta siano sempre bilanciate in tempo reale. Terna svolge questo compito attraverso il suo Centro Nazionale di Controllo (CNC) che monitora costantemente la rete elettrica nazionale[63]. Utilizzando modelli matematici e dati storici, Terna prevede la domanda di energia e coordina le centrali elettriche per aumentare o diminuire la produzione in base alle necessità.

Terna è impegnata anche nello sviluppo di soluzioni innovative per migliorare l'efficienza e la sostenibilità del sistema di trasmissione. La società investe in tecnologie avanzate per il monitoraggio e la gestione della rete, e promuove l'integrazione delle energie rinnovabili nel sistema elettrico nazionale. Inoltre, Terna partecipa a progetti internazionali per lo sviluppo di reti intelligenti (smart grids) e per l'interconnessione delle reti elettriche europee.

Il sistema di trasmissione dell'energia elettrica in Italia, gestito da Terna, è una componente essenziale per il funzionamento del paese. Grazie a una rete estesa e ben gestita, l'Italia può

garantire un approvvigionamento energetico sicuro e affidabile, supportando al contempo lo sviluppo sostenibile e l'integrazione delle energie rinnovabili. Terna continua a innovare e a investire nel futuro assicurando che il sistema elettrico nazionale sia pronto ad affrontare le sfide del domani.

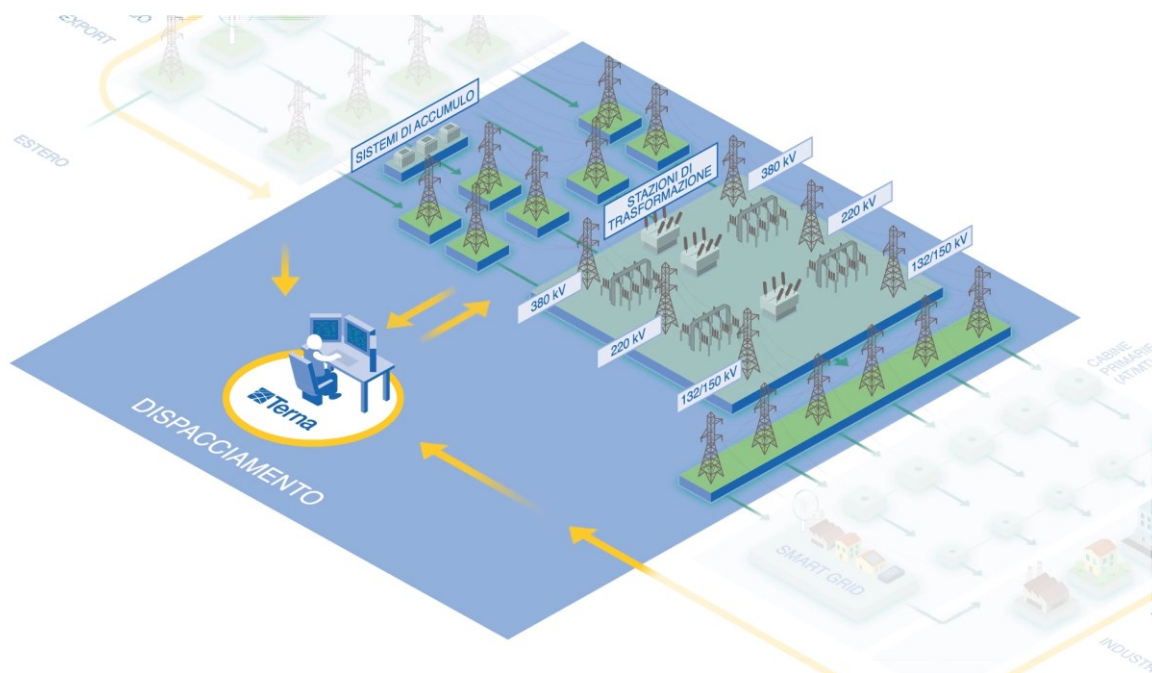


Figura 34: Trasmissione [63]

## 4.4 Distribuzione

La distribuzione dell'energia elettrica è una fase fondamentale per portare l'elettricità dalle centrali di produzione fino agli utenti finali. In Italia, questo processo è sostenuto da una complessa rete infrastrutturale che garantisce l'approvvigionamento costante e sicuro di energia elettrica a milioni di consumatori, dalle abitazioni private alle industrie.

La rete di distribuzione dell'energia elettrica in Italia è articolata in tre livelli principali di tensione: alta, media e bassa. La rete ad alta tensione trasporta energia con valori compresi tra 30 kV e 150 kV. Questa parte della rete è cruciale per il trasferimento di grandi quantità di energia su lunghe distanze, minimizzando le perdite. La rete a media tensione, con valori compresi tra 1 kV e 30 kV, distribuisce l'energia dalle cabine primarie alle cabine secondarie dove la tensione viene ulteriormente ridotta. Infine, la rete a bassa tensione, con

valori inferiori a 1 kV, è quella che porta l'energia agli utenti finali come abitazioni e piccole imprese.

La rete di distribuzione si avvale di cabine primarie e secondarie che trasformano l'energia ad alta tensione in media e bassa tensione, rispettivamente, e di trasformatori che regolano la tensione per adattarla alle esigenze degli utenti finali. I distributori di energia elettrica, operanti in regime di concessione, gestiscono le reti locali e ne effettuano una periodica manutenzione[66].

Esistono diverse configurazioni della rete di distribuzione, ciascuna con i propri vantaggi e svantaggi. Le principali tipologie sono: la distribuzione radiale, la distribuzione ad anello, la distribuzione a maglia e la distribuzione mista. Nella configurazione radiale, i carichi sono alimentati unicamente da un lato con le linee che si dipartono da un centro costituito dalle sbarre di una cabina. I principali vantaggi di questo sistema sono il minore costo iniziale e la facilità di individuazione dei guasti. Tuttavia, presenta svantaggi in termini di rigidità del sistema e possibili interruzioni totali in caso di guasto.

Nella distribuzione ad anello, ogni carico è alimentato da due lati creando una rete di alimentazione a forma chiusa. Questo aumenta la stabilità della tensione e la sicurezza dell'alimentazione, ma comporta costi iniziali più elevati e una maggiore complessità nella gestione delle protezioni. La distribuzione a maglia collega tra loro alcuni punti chiave della rete tramite linee formando maglie che consentono un'alimentazione da più di due lati. Ciò migliora la qualità del servizio e riduce le variazioni di tensione, ma richiede protezioni molto selettive e affidabili. Infine, la distribuzione mista combina elementi delle configurazioni radiali e ad anello cercando di sfruttarne i vantaggi e minimizzarne gli svantaggi[67].

La maggior parte dell'energia elettrica in Italia viene trasportata sotto forma di corrente alternata trifase con frequenza 50 Hz. La corrente alternata permette di trasportare energia in modo efficiente grazie all'uso dei trasformatori che consentono di modificare la tensione e minimizzare le perdite durante il trasporto. I principali vantaggi della corrente alternata includono l'efficienza di trasporto, la possibilità di utilizzare trasformatori per aumentare la tensione riducendo la corrente e, quindi, minimizzare le perdite di energia e la riduzione

dei costi operativi grazie ai minori processi di conversione rispetto alla corrente continua[68]. Inoltre, la corrente alternata è adatta per applicazioni che richiedono frequenti cambi di polarità e può essere utilizzata in circuiti complessi.

Le reti di distribuzione intelligenti, o smart grids, rappresentano una rivoluzione nel settore dell'energia elettrica. Queste reti sono in grado di autogestirsi monitorando costantemente le condizioni elettriche dei nodi per garantire una gestione efficiente dell'energia. Le smart grids offrono numerosi vantaggi: la gestione dinamica della variabilità delle fonti rinnovabili tramite il controllo dei flussi di potenza, l'ottimizzazione dell'uso dell'energia grazie alla gestione intelligente della domanda e alla riduzione dei picchi di consumo, e la partecipazione attiva degli utenti che possono diventare prosumer, ovvero produttori e consumatori di energia, migliorando l'efficienza del sistema e riducendo i costi energetici[69].

La distribuzione di energia elettrica in Italia è un settore dinamico e in continua evoluzione. La transizione verso reti più efficienti e intelligenti rappresenta una sfida e un'opportunità per migliorare la qualità del servizio e ridurre l'impatto ambientale.

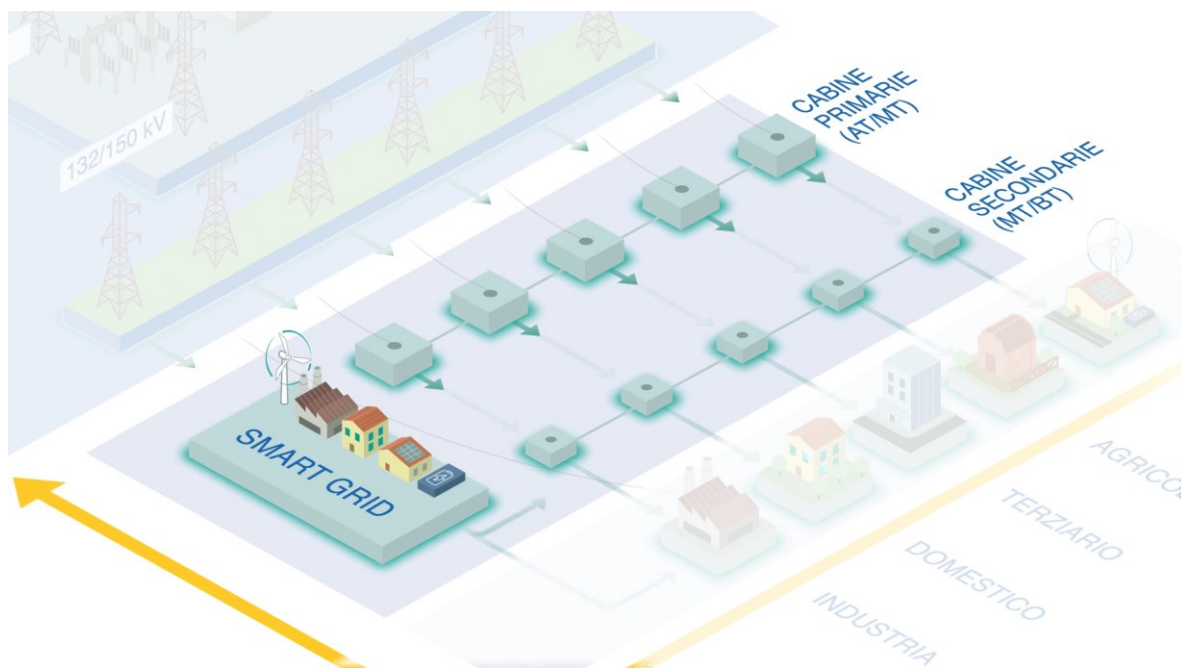


Figura 35: Distribuzione [63]

## 4.5 Utenze

La componente finale del sistema elettrico nazionale riguarda le utenze finali, suddivise in diversi settori quali l'industria, il settore domestico, il terziario e dei servizi, l'agricoltura, e la generazione distribuita. Queste utenze rappresentano i consumatori finali di energia elettrica e giocano un ruolo cruciale nell'analisi dei consumi e nella pianificazione delle politiche energetiche.

Nel 2023, in Italia, i consumi di energia elettrica hanno raggiunto i 290 TWh, segnando una diminuzione dell'1,2 % rispetto all'anno precedente. Il settore che ha registrato la riduzione più significativa è stato quello industriale, con un calo del 3,8%, attestandosi a 125 TWh. Questo calo è stato principalmente trainato dalla diminuzione dei consumi nei settori metallurgico e chimico, secondo quanto riportato dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) nel Rapporto Annuale 2023[70].

Anche il settore agricolo ha mostrato una riduzione dei consumi, scendendo dell'1,0% a 7 TWh, secondo i dati dell'ISTAT sulle statistiche energetiche in agricoltura del 2023[71]. Questo calo può essere attribuito all'adozione crescente di tecnologie a basso consumo e all'ottimizzazione dei processi produttivi. Il settore domestico ha registrato un calo dell'1,5%, con consumi pari a 62 TWh, grazie a iniziative di efficienza energetica e all'aumento dell'uso di elettrodomestici a basso consumo come evidenziato dal Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) nel monitoraggio dei consumi domestici del 2023[72].

Al contrario, il settore terziario e dei servizi ha visto un incremento dei consumi del 2,5%, raggiungendo i 95 TWh. Le attività professionali, scientifiche e tecniche hanno contribuito maggiormente a questo aumento, con un incremento del 10%, mentre il settore del turismo, inclusi alberghi, ristoranti e bar ha mostrato una crescita dell'8% come riportato dall'Associazione Italiana per l'Efficienza Energetica (AIEE) nel Rapporto Settore Terziario del 2023[73].

La generazione distribuita è definita come l'insieme degli impianti di produzione di energia elettrica, indipendentemente dalla loro taglia, connessi direttamente al sistema di distribuzione. Questa tipologia di generazione è complementare alla generazione centralizzata e rappresenta un elemento chiave nella transizione verso un sistema



energetico più sostenibile. La generazione distribuita si inserisce nell'utenza poiché produce energia nelle vicinanze dei consumatori finali, riducendo le perdite di energia durante il trasporto e aumentando la resilienza e la sicurezza della rete

Gli impianti di generazione distribuita possono essere classificati in base alla fonte energetica utilizzata includendo fonti rinnovabili non programmabili come il fotovoltaico, l'eolico e il mini-idroelettrico; fonti rinnovabili programmabili come la biomassa e il biogas; fonti fossili come il gas naturale e il syngas; e altre fonti come i rifiuti solidi urbani (RSU). Inoltre, possono essere distinti per tipologia di connessione alla rete come le utenze isolate in isola (stand-alone) o le utenze connesse alla rete elettrica nazionale (grid-connected).

Con lo sviluppo della generazione distribuita e l'autoproduzione da fonti rinnovabili l'utente finale assume il ruolo di prosumer, ovvero una combinazione di producer (produttore) e consumer (consumatore). Il prosumer ha la possibilità di produrre, totalmente o parzialmente, l'energia elettrica necessaria per le proprie esigenze quotidiane.



Figura 36: Utenze [63]

## 5. Sistemi di accumulo dell'energia

Lo sviluppo delle fonti di energia rinnovabile e la conseguente transizione energetica hanno suscitato un crescente interesse verso i sistemi di accumulo, che sono diventati un elemento cruciale in questo contesto. La crescente penetrazione delle fonti rinnovabili intermittenti, come solare ed eolico, ha introdotto nuove sfide per la gestione dei sistemi energetici, in particolare per quanto riguarda lo sfasamento tra disponibilità delle risorse e domanda di elettricità. Per di più, la limitata flessibilità dei generatori termici, che perdono efficienza nella regolazione del carico, e il rischio di congestione nelle reti elettriche in presenza di eccesso di energia generata sottolineano l'esigenza di nuove soluzioni.

Un elemento chiave per affrontare questi problemi è rappresentato dai sistemi di accumulo dell'energia, che svolgono un ruolo fondamentale nel bilanciare domanda e offerta, mitigare l'intermittenza delle fonti rinnovabili e garantire un'alimentazione affidabile alla rete. Lo stoccaggio di energia permette di accumulare elettricità generata in eccesso durante i periodi di bassa domanda, contribuendo a ridurre i costi di generazione e migliorare l'efficienza complessiva del sistema.

Questo capitolo esplora le principali tecnologie di accumulo dell'energia, analizzandone caratteristiche, applicazioni e il loro ruolo strategico nella transizione verso un sistema energetico più sostenibile.

L'accumulo dell'energia è essenziale per garantire la stabilità e l'efficienza delle reti elettriche moderne. I principali vincoli nell'adozione su vasta scala delle fonti rinnovabili includono:

- Intermittenza delle risorse rinnovabili: la produzione di energia da fonti come il vento e il sole varia in base alle condizioni climatiche, rendendo difficile garantire un flusso costante di elettricità;
- Sfasamento tra produzione e domanda: l'energia rinnovabile è spesso prodotta in momenti in cui la domanda di energia è bassa, portando alla necessità di stoccare l'elettricità per un utilizzo futuro;

- Congestione della rete: l'eccesso di energia generata può causare stress sulla rete, rendendo necessario ridurre il carico attraverso sistemi di accumulo.

Gli accumuli sono quindi sistemi energetici che permettono di immagazzinare energia nelle sue varie forme e di rilasciarla in un momento successivo. Questo avviene durante tre fasi di funzionamento, ciascuna caratterizzata da una perdita/inefficienza:

- Carica: l'energia viene inserita nell'accumulo (rendimento di carica);
- Stoccaggio: l'energia viene mantenuta nell'accumulo (perdite di stoccaggio, carica spontanee);
- Scarica: l'energia viene scaricata per poter essere utilizzata (perdite di scarica) [74].

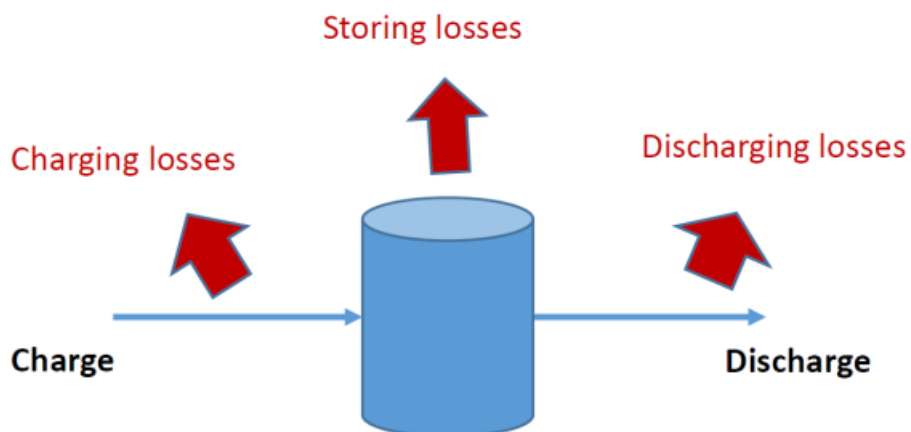


Figura 37: Fasi di funzionamento in un sistema di accumulo dell'energia [74]

Il rendimento complessivo di un accumulo di energia prende il nome di “round trip efficiency”:

$$\eta_{\text{round\_trip}} = \frac{E_{\text{discharged}}}{E_{\text{charged}}} \quad (7)$$

Quando si parla di sistemi di accumulo dell'energia è importante comprendere i principali parametri che ne definiscono le prestazioni e il funzionamento. Uno dei più rilevanti è la potenza che indica la quantità massima di energia che il sistema può caricare o scaricare in un dato momento. Questo parametro è cruciale per capire quanto velocemente il sistema può rispondere alle variazioni della domanda di energia. Accanto a questo, c'è la capacità che rappresenta la quantità totale di energia che il sistema è in grado di immagazzinare. Questa capacità è generalmente espressa in kWh o Ah e determina quanto tempo il sistema può alimentare un determinato carico.

Un altro aspetto fondamentale è la durata del processo di carica e scarica che ci dice quanto tempo impiega il sistema per completare questi cicli. Questo parametro è importante quando si devono considerare applicazioni specifiche, come quelle che richiedono tempi di risposta rapidi o, al contrario, quelle in cui il tempo non è un fattore critico. La densità energetica, invece, misura la quantità di energia immagazzinata per unità di volume, ed è essenziale per determinare quanto compatto o voluminoso sarà il sistema di accumulo. Maggiore è la densità energetica, più energia può essere immagazzinata in uno spazio ridotto, il che è particolarmente importante in applicazioni mobili o in ambienti con spazio limitato.

Inoltre, un aspetto sostanziale della vita utile di un sistema di accumulo è rappresentato dai cicli totali, che indicano il numero di volte che il sistema può essere completamente caricato e scaricato prima che la sua capacità diminuisca significativamente. La vita totale di un accumulatore, dunque, dipende direttamente dal numero di cicli che riesce a compiere, ma anche da come viene gestito e utilizzato. Infine, il tempo di reazione è il parametro che misura quanto velocemente un sistema di accumulo può passare dallo stato di inattività a quello operativo, pronto per caricare o scaricare energia. Questo è fondamentale in situazioni in cui la risposta rapida è cruciale, come nelle applicazioni per il bilanciamento delle reti o nelle situazioni di emergenza.

Oltre ai parametri nominali, esistono anche dei parametri operativi ed economici che sono cruciali per valutarne l'efficienza, la durata e i costi. Tra i parametri operativi, il State of Charge (SOC) rappresenta la percentuale di energia ancora immagazzinata nell'accumulo rispetto alla capacità massima totale che il sistema può stoccare. In altre parole, il SOC ci

indica quanto energia è disponibile in un dato momento rispetto alla capacità complessiva del sistema.

Un altro parametro importante è il Depth of Discharge (DOD), che misura la percentuale di energia scaricata dalla batteria rispetto alla capacità nominale. Questo parametro è fondamentale perché più una batteria viene scaricata completamente, maggiore è il rischio di degrado della sua capacità nel tempo. Pertanto, la gestione del DOD è cruciale per prolungare la vita utile di un sistema di accumulo.

Lo State of Health (SOH) è un altro parametro operativo che indica la percentuale di capacità residua dell'accumulo rispetto alla capacità nominale. Con il passare del tempo, a causa dei cicli di carica e scarica, l'efficienza dell'accumulo tende a ridursi, e il SOH fornisce una misura di quanto l'accumulo sia ancora in grado di immagazzinare energia rispetto al suo stato originale.

Accanto a questi parametri operativi, ci sono anche dei parametri economici che influenzano la scelta e l'adozione di un sistema di accumulo. Il Capex – power rappresenta il costo specifico dell'accumulo per unità di potenza nominale, espresso in euro per kilowatt (€/kW). Questo valore è indicativo del costo per installare il sistema in relazione alla potenza che può fornire in un dato momento. D'altro canto, il Capex – energy indica il costo specifico per unità di energia nominale, espresso in euro per kilowattora (€/kWh). Questo parametro aiuta a capire quanto costa immagazzinare una determinata quantità di energia[74].

I principali sistemi di accumulo dell'energia elettrica sono di tipo meccanico, termico, chimico ed elettrochimico.

### **5.1.1 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 (Pumped-Hydro Storage – PHS) è un impianto di accumulo dell'energia su base idroelettrica che viene utilizzato principalmente per bilanciare la rete elettrica nazionale. Il PHS immagazzina l'energia elettrica sotto forma di energia potenziale gravitazionale dell'acqua, la quale viene pompata da un serbatoio, situato ad una quota inferiore, verso un serbatoio situato ad una quota maggiore (richiede la presenza di un dislivello geodetico). Durante i periodi di elevata richiesta di elettricità, l'acqua immagazzinata viene rilasciata ed attraversa le turbine idrauliche, installate a valle, per produrre energia elettrica. La peculiarità del PHS è che si può installare una sola macchina idraulica che funge sia da pompa che da turbina.

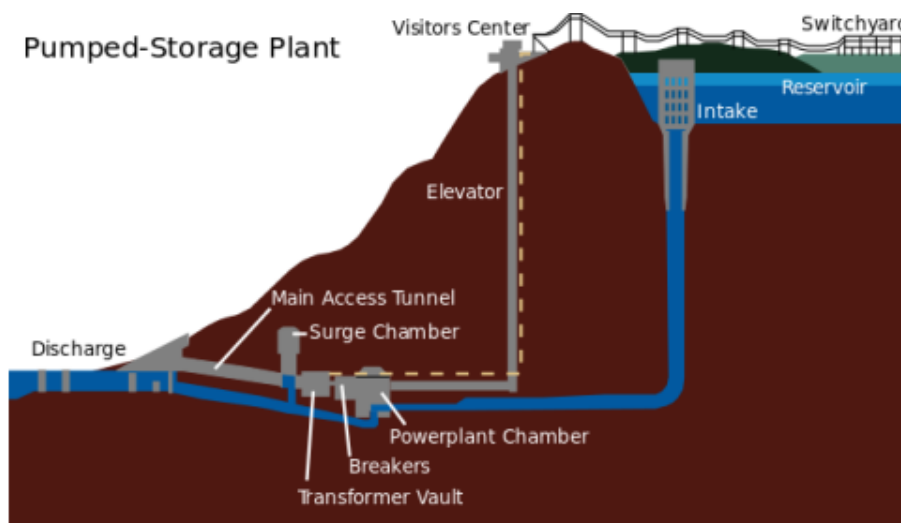


Figura 38: Esempio di impianto PHS [74]

I PHS possono utilizzare anche serbatoi di accumulo, invece che le dighe convenzionali, ma la potenza, l'energia ed il periodo di operatività è di solito inferiore a mezza giornata. Questo sistema è di gran lunga la forma di accumulo dell'energia con la maggiore capacità a livello globale. L'efficienza energetica globale (round-trip efficiency) del PSH varia tra il 70% e l'80%. Il principale svantaggio del PSH riguarda la disponibilità di siti idonei che richiedono sia la presenza un dislivello geodetico tra due bacini/serbatoi, sia una certa disponibilità di acqua. Generalmente, questi siti si trovano in regioni collinari o montuose protette dal punto di vista paesaggistico, rendendo quindi il PSH suscettibile a problemi sociali ed ecologici.

Un impianto CAES (Compressed Air Energy Storage) si basa sull'utilizzo di energia elettrica in eccesso (o a basso costo) per comprimere aria e stoccarla in cavità sotterranee.

Nei periodi di forte richiesta energetica (o con prezzi dell'energia più alti), l'aria pressurizzata viene riscaldata ed espansa in turbine generatrici le quali a loro volta alimentano la rete elettrica. Il sistema è assimilabile a quello idroelettrico di pompaggio in termini di applicazione e capacità di accumulo. L'aria può essere stoccata all'interno di cavità sotterranee, bombole ad alta pressione o, in alternativa, serbatoi subacquei quando la domanda energetica è bassa.

Nell'impianto Diabatic-CAES (D-CAES) sono presenti delle camere di combustione nella parte relativa alla fase di scarica in cui sono installate delle turbine al fine di aumentare il quantitativo di energia estraibile.

Nell'impianto Adiabatic-CAES (A-CAES) il calore della compressione viene immagazzinato e poi rilasciato durante la fase di scarica.

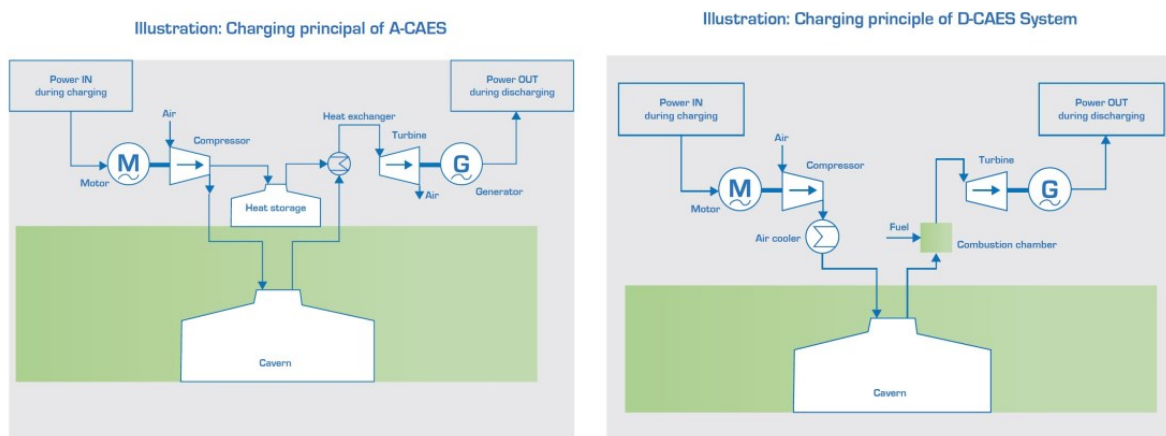


Figura 39: Diabatic-CAES e Adiabatic-CAES [74]

Un'opzione per l'accumulo di energia, che non richiede sistemi di stoccaggio di grandi dimensioni, è rappresentata dalla tecnologia ad aria liquida (Liquid Air Energy Storage - LAES). Questo sistema prevede la liquefazione dell'aria per aumentarne la densità energetica prima di procedere con l'immagazzinamento.

Un sistema LAES lavora seguendo tre fasi: la fase di carica in cui un surplus di energia elettrica viene utilizzata per pulire, comprimere e liquefare l'aria. La fase di stoccaggio in cui l'aria liquefatta nella fase uno è accumulata in un serbatoio isolato alla temperatura di 78 K ed alla pressione atmosferica, mentre la fase di scarica nei momenti di picco della domanda attraverso il pompaggio, il riscaldamento, e l'espansione dell'aria liquida.

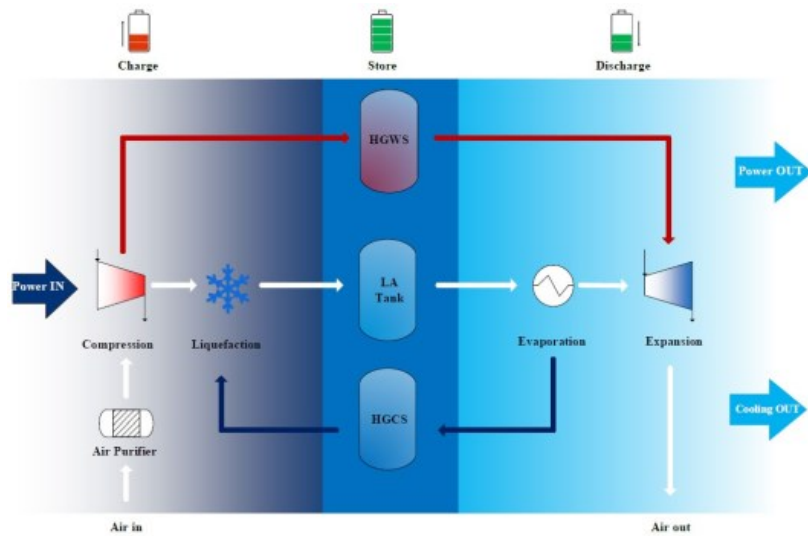


Figura 40: Diagramma a blocchi LAES [74]

I volani (Flywheels) immagazzinano energia sotto forma di energia cinetica rotazionale. La quantità di energia immagazzinata dipende dal momento di inerzia ( $I$ ), della massa rotante e dalla sua velocità di rotazione ( $\omega$ ), come descritto dalla seguente equazione:

$$E = \frac{1}{2} I \omega^2 \quad (8)$$

La potenza nominale è determinata dalla potenza del motore/generatore. Per caricare il volano, l'energia utile (di solito elettrica, sebbene siano allo studio sistemi di azionamento meccanico diretto) viene utilizzata per aumentare la velocità di rotazione del volano aumentando così il suo contenuto energetico.

Per scaricarsi, l'energia cinetica viene estratta dal volano mediante il suo rallentamento e convertita in energia elettrica tramite un generatore. I volani hanno una lunga durata di vita e richiedono pochissima manutenzione: possono essere messi in moto molto rapidamente ed hanno una buona efficienza (oltre il 95%) disponibile però per tempi brevi[74].





Figura 41: Volano Meccanico [74]

### 5.1.2 Accumulo Termico

L'accumulo termico, invece, consente di immagazzinare calore durante la fase di carica per renderlo disponibile quando necessario. Questo sistema permette di appianare i picchi di domanda energetica, sfruttare l'energia nelle fasce orarie più convenienti e migliorare l'efficienza degli impianti, come quelli cogenerativi, che possono operare in condizioni ottimali. I sistemi di accumulo termico si classificano principalmente in due categorie: accumulo di calore sensibile e accumulo di calore latente.

L'accumulo di calore sensibile si basa sulla variazione di temperatura di un materiale di accumulo (solido o liquido), come rocce, acqua o terreno. La quantità di calore immagazzinata dipende dal calore specifico ( $c_p$ ), dalla densità ( $\rho$ ), dal volume ( $V$ ) e dalla differenza di temperatura ( $\Delta T$ ) del materiale:

$$Q = \rho \cdot V \cdot c_p \cdot \Delta T \quad (9)$$

L'energia immagazzinata aumenta proporzionalmente alla temperatura raggiunta dal materiale, ma è necessario mantenere il sistema al di sotto della temperatura di transizione di fase per evitare instabilità.

L'accumulo di calore latente sfrutta il calore assorbito o rilasciato durante un cambiamento di fase (ad esempio, da solido a liquido), e per questo vengono utilizzati materiali a cambiamento di fase (PCM), che possono essere organici, inorganici o eutettici. Rispetto

all'accumulo sensibile, i PCM permettono di immagazzinare grandi quantità di energia in spazi ridotti, grazie al calore latente di transizione ( $\Delta\lambda$ ):

$$Q = m \cdot c_p \cdot \Delta T + m \cdot \Delta\lambda \quad (10)$$

L'energia è immagazzinata sia come calore sensibile (variazione di temperatura), sia come calore latente (cambiamento di fase), rendendo l'accumulo latente particolarmente efficiente e compatto.

Questi sistemi sono applicati in vari settori, come il riscaldamento domestico, l'industria e la produzione di energia rinnovabile, per migliorare la sostenibilità e l'efficienza energetica.

### **5.1.3 Accumulo Chimico**

L'accumulo chimico consente di convertire l'energia elettrica in energia chimica attraverso l'utilizzo dell'idrogeno, l'elemento più abbondante dell'universo. La molecola di idrogeno è stabile a temperatura ambiente, ma nella sua forma atomica è altamente reattiva, richiedendo un utilizzo appropriato. Lo stoccaggio di energia sotto forma di idrogeno prevede la sua generazione mediante l'eccesso di energia prodotto da fonti rinnovabili, utilizzando un elettrolizzatore alimentato con acqua demineralizzata. Gli elettrolizzatori impiegano elettroliti alcalini, polimerici o ceramici per separare l'idrogeno dall'acqua.

Una volta generato, l'idrogeno può essere immagazzinato in diverse modalità: pressurizzato o liquefatto in bombole, serbatoi o cavità sotterranee, oppure assorbito in idruri metallici per uno stoccaggio sicuro e compatto. Gli idruri metallici rappresentano un'alternativa promettente, poiché consentono un'assorbimento/desorbimento reversibile del gas nei metalli, riducendo il rischio di fughe e ottimizzando la densità energetica.

Le metodologie di stoccaggio dell'idrogeno presentano specifici pro e contro:

- Gas: tecnologia ben consolidata, infrastrutture esistenti, facilità di utilizzo. Necessità di alte pressioni, rischio di perdite, efficienza energetica ridotta.

- Liquido: alta densità energetica rispetto al gas, occupa meno spazio. Richiede temperature estremamente basse ( $-253^{\circ}\text{C}$ ), costi elevati di raffreddamento e mantenimento, perdite energetiche durante la liquefazione.
- Solido (Idruri Metallici): sicurezza e compattezza, minore rischio di fughe, capacità reversibile di assorbimento/desorbimento. Costi elevati dei materiali, peso significativo dei serbatoi, efficienza variabile.

Successivamente, l'idrogeno immagazzinato può essere utilizzato per generare energia elettrica mediante celle a combustibile (fuel cells) o come vettore energetico diretto.

Nonostante questa tecnologia presenti ancora limiti in termini di maturità, costo ed efficienza complessiva, l'utilizzo dell'idrogeno come vettore energetico risulta particolarmente interessante per lo stoccaggio a lungo termine. La stabilità nel tempo e la possibilità di immagazzinare grandi quantità di energia lo rendono una soluzione potenziale per integrare le energie rinnovabili nel sistema energetico globale[75].

#### **5.1.4 Accumulo Elettrochimico**

L'accumulo elettrochimico rappresenta una tecnologia fondamentale per la conversione e l'immagazzinamento di energia, consentendo di trasformare l'energia elettrica in energia chimica e viceversa attraverso reazioni di ossido-riduzione. Queste reazioni, che coinvolgono il trasferimento di elettroni tra specie chimiche, costituiscono il principio di funzionamento delle celle elettrochimiche. A differenza delle celle primarie, in cui la reazione è irreversibile, le celle secondarie permettono una conversione reversibile, consentendo di ricaricare il dispositivo applicando un campo elettrico dall'esterno.

Ogni cella elettrochimica è composta da due semicelle, separate da un setto poroso che consente il passaggio degli ioni, ma non il mescolamento delle soluzioni elettrolitiche. Gli elettrodi, immersi in soluzioni contenenti ioni del medesimo metallo, funzionano da anodo e catodo. Durante il funzionamento, l'anodo si ossida rilasciando elettroni, mentre il catodo li acquisisce riducendosi. Questo flusso di elettroni genera una corrente elettrica. Durante la ricarica, il processo è invertito grazie all'energia elettrica fornita esternamente, che riporta i reagenti alla loro forma originale.

Le celle elettrochimiche producono tipicamente una tensione continua di pochi Volt e possono essere collegate in serie per ottenere tensioni più elevate o in parallelo per aumentare la capacità energetica. L'insieme risultante è comunemente noto come batteria.

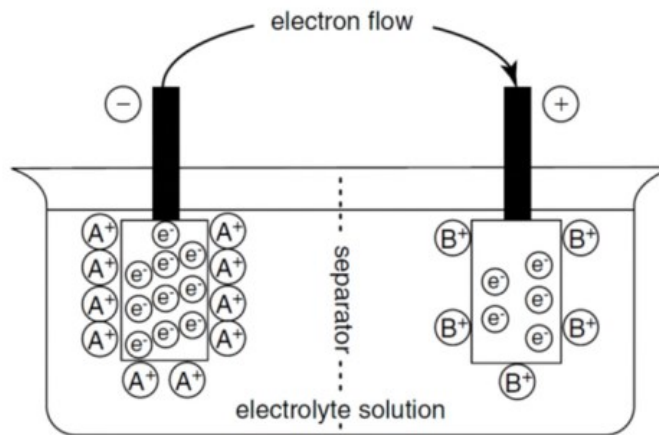


Figura 42: Cella Elettrochimica [74]

I sistemi elettrochimici possono essere classificati in tre categorie principali:

- Celle Primarie: non ricaricabili, utilizzano reazioni irreversibili e sono adatte per applicazioni a breve termine;
- Celle Secondarie: ricaricabili più volte, basate su reazioni reversibili, sono ideali per applicazioni durature e con carichi variabili;
- Celle a Combustibile: operano con reagenti forniti continuamente dall'esterno come idrogeno e ossigeno. Non sono ricaricabili ma funzionano in modo continuo, producendo energia finché vengono alimentate.

I sistemi di accumulo elettrochimico offrono numerosi vantaggi:

- Modularità e flessibilità: possono essere configurati in diverse dimensioni, da pochi kW a decine di MW, adattandosi a molteplici applicazioni;
- Tempi di risposta rapidi: rispondono velocemente alle variazioni di carico supportando la stabilità della rete;
- Elevato rapporto energia/potenza: bilanciano la capacità di immagazzinare energia con la velocità di erogazione.

Tuttavia, presentano anche alcune limitazioni:

- Degradazione nel tempo: il numero di cicli di carica e scarica è limitato e le prestazioni diminuiscono con l'uso.
- Sensibilità alla temperatura: temperature elevate accelerano il degrado mentre quelle basse riducono le prestazioni.
- Velocità di carica/scarica: è necessario rispettare parametri precisi per evitare danni irreversibili.

Grazie alla loro versatilità i sistemi elettrochimici trovano applicazione in diversi settori, dalle piccole apparecchiature elettroniche ai grandi sistemi di stoccaggio per le reti energetiche. Gli sviluppi futuri puntano a migliorare la durata, l'efficienza e la sostenibilità di queste tecnologie affrontando le sfide legate al costo dei materiali, alla compatibilità ambientale e alla gestione termica[74].

## 5.2 BESS - Battery Energy Storage System

Le BESS sono impianti in cui le batterie, singolarmente o più spesso aggregate, sono usate per immagazzinare l'elettricità prodotta dagli impianti di generazione e renderla disponibile nei momenti di necessità.

In un BESS le componenti fondamentali sono i blocchi formati dalle batterie, ma sono presenti anche altri elementi: un inverter, che converte la corrente continua delle batterie in quella alternata della rete elettrica (e viceversa); un trasformatore, per adattare la tensione del sistema a quella della rete; infine, i sistemi ausiliari (in particolare raffreddamento e antincendio). La tecnologia dei sistemi BESS si basa sull'uso di batterie elettrochimiche in grado di immagazzinare l'energia prodotta dagli impianti rinnovabili.

Come in tutti i sistemi di storage, nei BESSs l'elettricità prodotta da una centrale, o da un qualsiasi altro impianto di generazione, anche un singolo pannello fotovoltaico, viene immagazzinata per poi essere rilasciata nei tempi e nei momenti voluti. La specificità dei BESSs sta nella tecnica usata per l'accumulo: dato che la corrente elettrica è un flusso di cariche elettriche, una batteria viene caricata accumulando cariche di particolari materiali (detti elettroliti) in uno dei due poli da cui poi scorrono verso l'altro polo nella fase di scarica[76].

Il mercato dei BESSs in Italia ha raggiunto una crescita significativa, posizionando il Paese al secondo posto in Europa dopo la Germania. Nel 2023, in Italia sono stati installati 3,7 GWh di capacità aggiuntiva, segnando un aumento dell'86% rispetto al 2022. La capacità cumulata totale ora è di 6,5 GWh, con il segmento residenziale che rappresenta una parte predominante (84% della capacità aggiunta). Questo è stato incentivato da politiche come il Superbonus 110%, che hanno promosso l'adozione di sistemi fotovoltaici con accumulo[77].

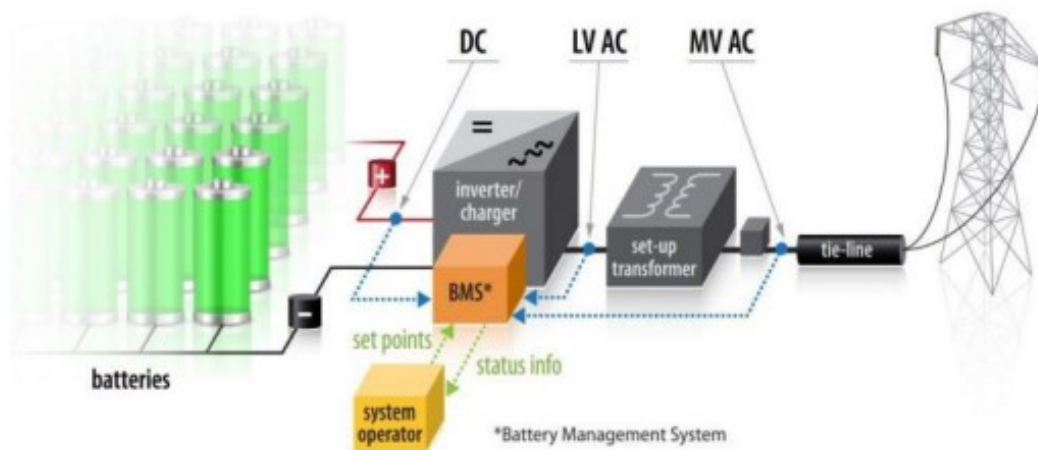


Figura 43: Trasmissione di potenza con BESS [77]

## 5.2.1 Componenti del BESS

Un sistema di accumulo di energia BESS è composto da diverse unità interconnesse e funzionali, ciascuna con un ruolo specifico per garantire lo stoccaggio, la gestione e la distribuzione dell'energia elettrica in maniera sicura ed efficiente.

### Sistema di Batteria:

La batteria rappresenta il cuore del BESS ed è costituita dai seguenti elementi principali che verrà descritto di seguito e corrisponde al numero indicato nella figura:

1. Celle: i componenti base che trasformano l'energia elettrica in energia chimica, e viceversa, consentendo lo stoccaggio;
2. Moduli: insiemi di celle assemblati in telai di alloggiamento dotati di sistemi di gestione e monitoraggio;
3. Rack: insiemi di moduli collegati tra loro;
4. Container: una struttura robusta e sicura, progettata per contenere diversi rack e tutti i dispositivi necessari al loro funzionamento, inclusi i sistemi di protezione, gestione e controllo.

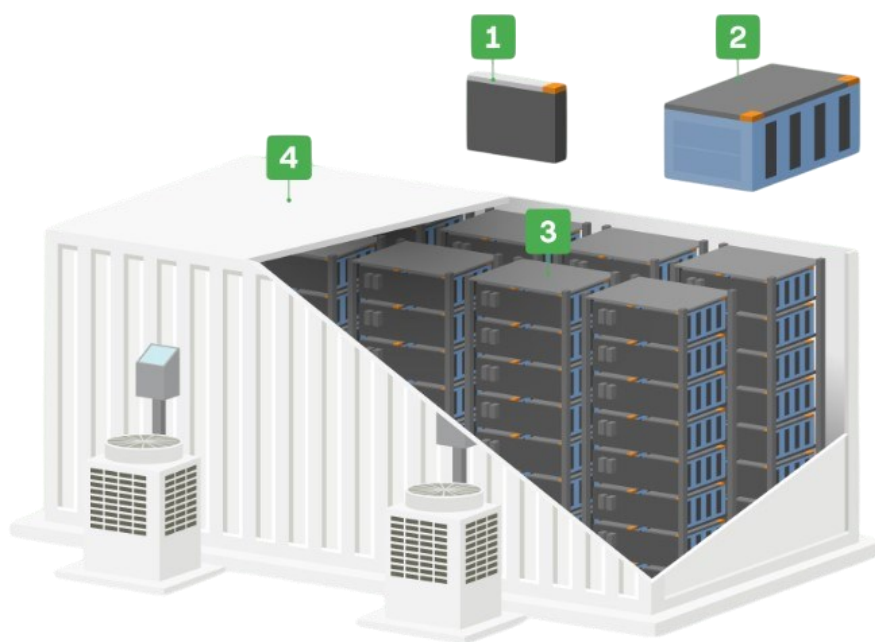


Figura 44: Esploso di un sistema BESS [76]

Ogni batteria è supportata da componenti necessari a garantire il corretto funzionamento:

- Il Battery Management System (BMS) protegge le celle da operazioni pericolose (voltage, temperature, correnti) e bilancia lo stato di carica delle celle;
- Il Battery Thermal Management System (B-TMS) regola la temperatura delle celle per garantire il funzionamento sicuro e stabile.

### **Componenti per l'Operatività del Sistema:**

Per garantire il funzionamento affidabile del BESS sono essenziali i seguenti elementi:

5. Sistemi Ausiliari: gestiscono il raffreddamento, il controllo e la sicurezza del sistema, come ad esempio ventilazione, climatizzazione e sistemi antincendio.
6. Inverter: trasformano la corrente continua DC in alternata AC e viceversa, garantendo la compatibilità con la rete elettrica.

Il controllo e il monitoraggio del sistema sono inoltre garantiti dal sistema di controllo e monitoraggio che rappresenta parte integrante del sistema SCADA, il quale include anche sistemi di sicurezza come protezione antincendio e allarmi. Inoltre, l'Energy Management

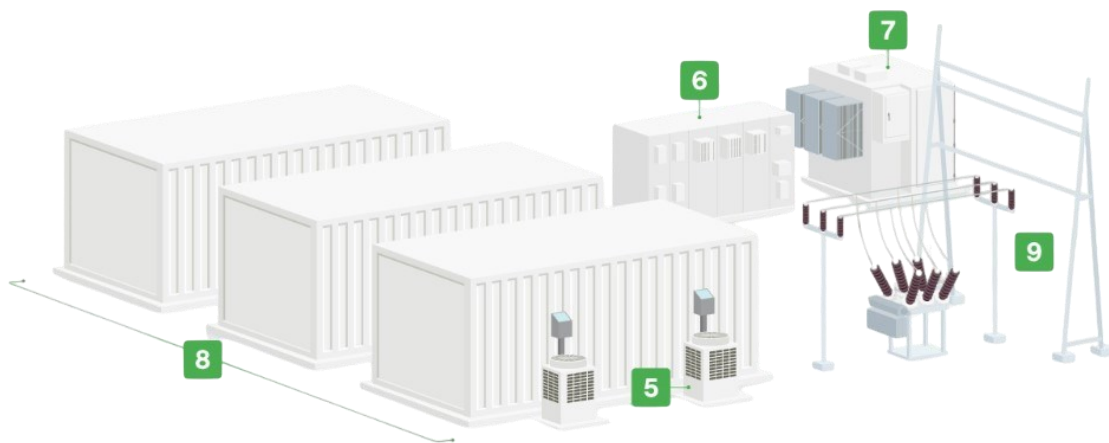


System (EMS) perseguibile della gestione dei flussi di potenza, dell'ottimizzazione e della distribuzione dell'energia all'interno del sistema. La gestione termica del sistema regola la ventilazione, il riscaldamento e il raffreddamento del container per preservare l'efficienza e la sicurezza dei componenti.

### **Componenti per il Collegamento alla Rete:**

Il collegamento del sistema alla rete avviene tramite i seguenti elementi:

7. Trasformatore BT/MT: converte la tensione delle batterie da bassa a media tensione necessaria per l'invio di energia verso la rete.
8. Isola: un gruppo di container dotato di uno o più inverter, trasformatori e sistemi ausiliari che costituisce una porzione funzionale del BESS. Una BESS può essere composta da una o più isole.
9. Sottostazione: eleva ulteriormente la tensione da media ad alta, permettendo l'integrazione con la rete di trasmissione.



*Figura 45: Layout di installazione di un sistema BESS [76]*

I container lunghi circa 6 metri, larghi 2,5 e alti 3 rappresentano unità modulari che possono essere raggruppate in configurazioni scalabili. Le prestazioni del sistema sono misurate in MW per la potenza ed indica la capacità massima di energia trasferita istantaneamente, e in MWh per la capacità ed indica quanta energia può essere accumulata

ed erogata. Ad esempio, un sistema da 10 MW con una durata di 4 ore offre una capacità di 40 MWh. Gli impianti possono variare in dimensioni, da piccoli sistemi di 5 MW/10 MWh a grandi impianti 200 MW/800 MWh[76].

### **5.2.2 Tipologie di batterie**

La scelta di una batteria per un sistema di accumulo dell'energia dipende dall'applicazione specifica, dai requisiti prestazionali e dai vincoli economici. Fattori come la durata del ciclo di vita, la densità energetica, l'efficienza, il costo e l'ambiente operativo guidano la selezione. Che si tratti di alimentare abitazioni, stabilizzare reti o supportare infrastrutture su larga scala, esistono diverse tecnologie progettate per rispondere a esigenze specifiche.

#### **Batterie piombo-acido:**

Le batterie al piombo-acido rappresentano il più antico tipo di batteria ricaricabile e sono state storicamente utilizzate soprattutto nel settore automotive. La loro struttura elettrochimica si basa su un anodo, costituito da Piombo immerso in Acido Solforico concentrato ( $H_2SO_4$ ), e un catodo formato da una lamina di Piombo ricoperta di Biossido di Piombo ( $PbO_2$ ), anch'esso immerso in Acido Solforico. Questa configurazione permette loro di fornire elevate correnti di carico, rendendole ideali per applicazioni come l'avviamento di motori e sistemi che richiedono brevi scariche di potenza elevate.

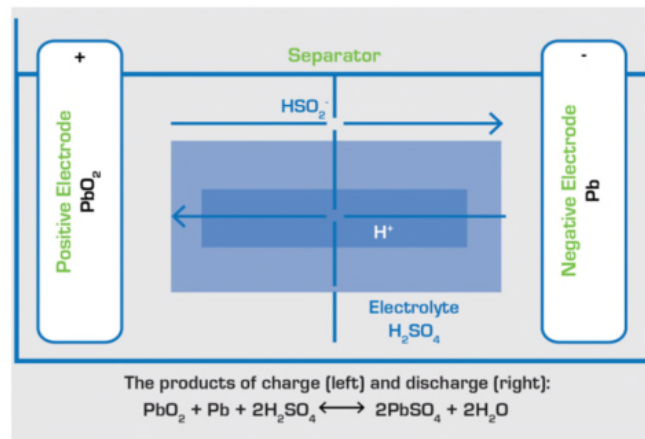


Figura 46: Principio di funzionamento di carica batteria Piombo-Acido [74]

Queste batterie trovano impiego in numerosi contesti, tra cui sistemi stand-alone per impianti fotovoltaici, gruppi di potenza di emergenza e applicazioni che richiedono un'alimentazione stabile e affidabile. La loro durata può variare dai 6 ai 15 anni, anche se la capacità tende a diminuire significativamente se si scarica una grande quantità di potenza. Tuttavia, grazie alla maturità tecnologica e a processi di riciclo altamente efficienti, le batterie al piombo-acido continuano a essere una scelta popolare.

Tra i principali vantaggi di questa tecnologia vi sono i costi d'investimento relativamente bassi, la semplicità costruttiva e la capacità di operare in condizioni di temperatura estrema. Sono inoltre semplici da fabbricare e non richiedono sistemi di gestione delle celle complessi. Tuttavia, presentano alcuni limiti significativi: la densità energetica è bassa, il rapporto peso-energia è sfavorevole e il ciclo di vita si riduce notevolmente in caso di scariche profonde ripetute. La ricarica completa è lenta, richiedendo fino a 14-16 ore, e alcune varianti necessitano di manutenzione come il rabbocco d'acqua per i modelli a elettrolita liquido[74].

### Batterie Nickel-Cadmio:

Queste batterie rappresentano un sistema di accumulo energetico basato su reazioni elettrochimiche. Esse sfruttano due elettrodi: un catodo contenente idrossido di Nichel come materiale attivo e un anodo di Cadmio metallico. Questi elettrodi sono immersi in un elettrolita costituito da Idrossido di Potassio (KOH) acquoso che rimane stabile durante il

funzionamento. Una membrana permeabile separa gli elettrodi e consente il flusso degli ioni. Durante la scarica, l'Idrossido di Nichel si combina con l'acqua per formare Idrossido di Nichel  $\text{Ni(OH)}_2$  e Ioni Idrossido ( $\text{OH}^-$ ), mentre l'Idrossido di Cadmio si forma all'anodo. Questo processo è reversibile durante la fase di carica.

I vantaggi di queste batterie sono la loro lunga durata e una robustezza significativa, essendo capaci di sopportare cicli di carica-scarica intensivi se mantenute correttamente. Possono essere caricate rapidamente senza subire danni e hanno una buona resistenza alle basse temperature. La loro capacità di essere immagazzinate in stato scarico senza la necessità di priming, il basso costo per ciclo e la disponibilità in una varietà di dimensioni e prestazioni le rendono una scelta economica per molte applicazioni.

Tuttavia, queste presentano anche limitazioni significative. In primo luogo, il Cadmio è un metallo tossico e il suo smaltimento è altamente regolamentato, con il divieto di utilizzo in molte applicazioni dopo il 2006. Inoltre, hanno un'energia specifica relativamente bassa rispetto a sistemi più moderni, soffrono dell'effetto memoria (che richiede scariche complete periodiche per mantenere le prestazioni) e hanno un'elevata autoscarica, richiedendo ricariche frequenti dopo lo stoccaggio. Infine, la bassa tensione nominale per cella (1,20 V) implica la necessità di molte celle per raggiungere tensioni elevate.

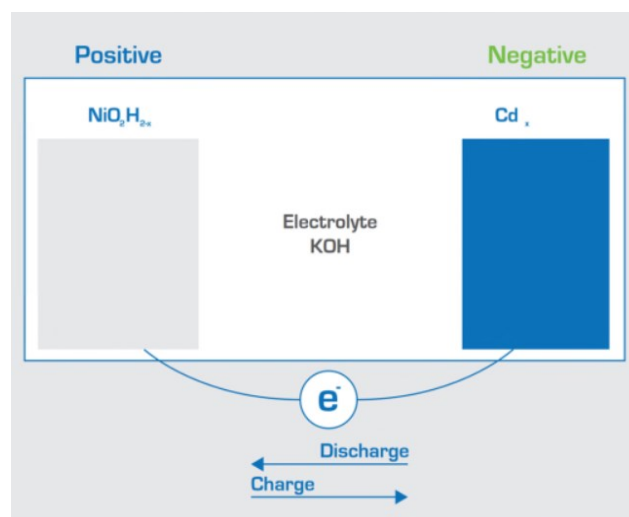


Figura 47: Principio di funzionamento di carica batteria nickel-cadmio [74]

### **Batterie Nichel-Metal Idrato:**

Le batterie al Nichel-Metallo Idrato (NiMH) sono state sviluppate per superare alcune delle limitazioni delle batterie Ni-Cd eliminando l'uso del Cadmio, sostituito da una lega Idrogeno assorbente, pur mantenendo il Nichel come catodo. Questa evoluzione tecnologica permette alle batterie NiMH di avere una capacità due o tre volte superiore rispetto a una batteria Ni-Cd di pari dimensioni, rendendole una soluzione più efficiente in termini di energia immagazzinata. Un altro vantaggio significativo è che l'effetto memoria, tipico delle batterie Ni-Cd, è molto meno pronunciato nelle NiMH, anche se non completamente eliminato. Inoltre, l'assenza di Cadmio rende la produzione e lo smaltimento delle batterie NiMH più sicuri dal punto di vista ambientale risolvendo le problematiche legate alla tossicità di questo metallo.

Le batterie NiMH si distinguono anche per una maggiore compatibilità con i dispositivi progettati per batterie Ni-Cd, grazie alla somiglianza delle due tecnologie, e per migliori prestazioni a basse temperature, garantendo affidabilità fino a  $-20^{\circ}\text{C}$ . Tuttavia, queste presentano alcuni svantaggi rilevanti. La loro durata si riduce rapidamente se sottoposte a cicli di scarica profondi o ad alti carichi frequenti, con un degrado significativo delle prestazioni dopo 200-300 cicli. Anche la capacità di gestire correnti di scarica elevate è limitata, poiché scariche frequenti con carichi pesanti compromettono la longevità; per ottenere i migliori risultati, è preferibile mantenere correnti di carico moderate. Un ulteriore limite è rappresentato dalla maggiore complessità del processo di carica rispetto alle Ni-Cd: le batterie NiMH generano più calore durante la ricarica, richiedono più tempo e necessitano di un controllo preciso per evitare problemi di surriscaldamento[74].

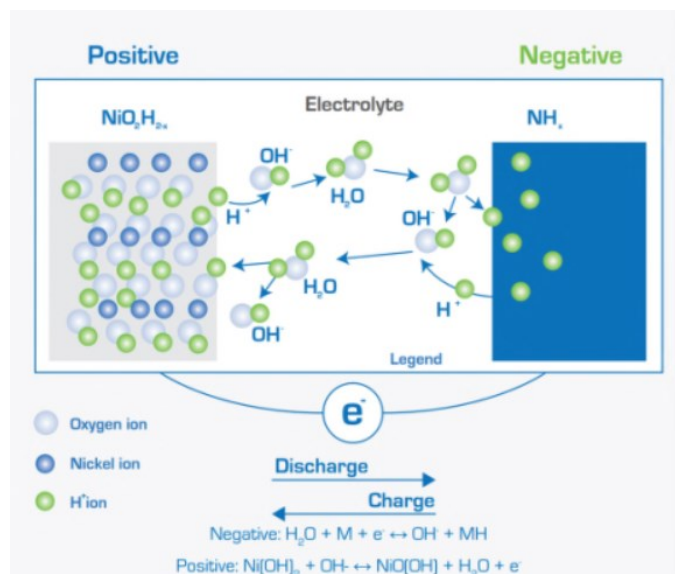


Figura 48: Principio di funzionamento di carica batteria nickel-cadmio [74]

### Batterie al Litio:

Le batterie agli ioni di Litio (Li-Ion) rappresentano un sistema di accumulo di energia altamente avanzato, caratterizzato da una notevole densità energetica grazie all'impiego di materiali elettrodici con alta capacità teorica e un elevato potenziale standard di ossidazione. Tra i metalli alcalini utilizzati, il Litio si distingue per una capacità specifica di 3860 mAh/g e un potenziale standard di ossidazione di 3,01 V, che lo rendono ideale per questo tipo di applicazione.

Il funzionamento di una batteria agli ioni di Litio si basa su reazioni elettrochimiche di carica e scarica che avvengono tra un elettrodo positivo (catodo), costituito da ossido di metallo contenente Litio, e un elettrodo negativo (anodo), generalmente realizzato in materiale carbonioso. L'elettrolita, composto da sali di Litio come  $\text{LiPF}_6$ ,  $\text{LiNCA}$ ,  $\text{LiNMC}$ ,  $\text{LiFePO}_4$  o altri, disciolti in liquidi organici, consente il trasferimento degli ioni di Litio tra i due elettrodi durante le fasi di carica e scarica.

Quando la batteria viene caricata, gli atomi di Litio presenti nel catodo si trasformano in ioni e migrano attraverso l'elettrolita verso l'anodo di carbonio, dove si combinano con gli

elettroni esterni e si depositano all'interno di strati di carbonio come atomi di Litio. Durante la fase di scarica, questo processo s'inverte, restituendo energia al circuito esterno.

Grazie alla combinazione di alta capacità, elevato potenziale standard e versatilità dei materiali, le batterie agli ioni di Litio rappresentano oggi una delle migliori tecnologie disponibili per lo stoccaggio di energia in numerosi settori[74].

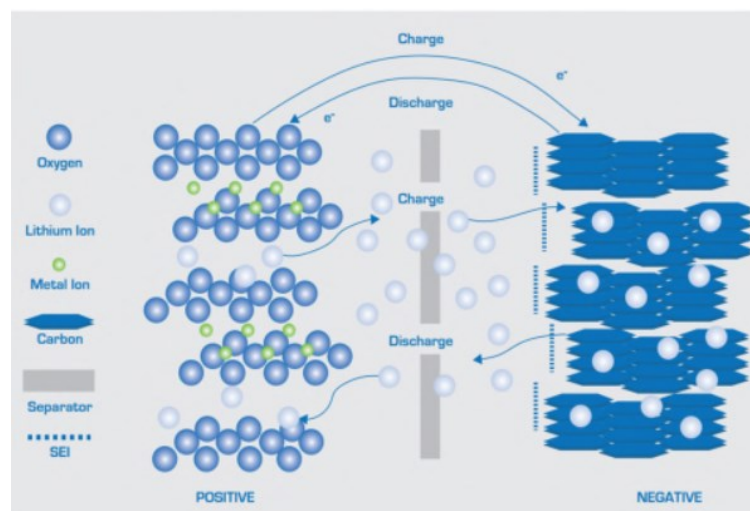


Figura 49: Principio di funzionamento di carica batteria al Litio [74]

## Le batterie a flusso

Il loro funzionamento si basa sull'utilizzo di due liquidi, detti elettroliti, che svolgono il ruolo di vettori di energia. Gli elettroliti, uno carico positivamente e l'altro negativamente, sono conservati in serbatoi separati e vengono pompati nella batteria quando è necessario accumulare o rilasciare energia. All'interno della batteria, una membrana speciale, chiamata membrana iono-selettiva, separa i due liquidi ma permette il passaggio degli ioni, consentendo così lo svolgimento delle reazioni chimiche necessarie.

Un aspetto unico di questa tecnologia è il disaccoppiamento tra potenza ed energia. La potenza, ovvero la quantità di energia che la batteria può fornire istantaneamente, dipende dalla dimensione della pila elettrochimica e dalla capacità delle pompe che fanno circolare

gli elettroliti. L'energia complessiva che la batteria può immagazzinare, invece, dipende esclusivamente dalla quantità di elettroliti e dalla capacità dei serbatoi in cui sono contenuti.

Le batterie a flusso offrono diversi vantaggi come una lunga durata, possono essere caricate e scaricate moltissime volte senza perdere efficienza, il che le rende ideali per utilizzi intensivi e a lungo termine. Inoltre, sono modulari, quindi è possibile aumentare la capacità di accumulo in modo relativamente semplice, aggiungendo nuovi serbatoi per gli elettroliti. Un altro punto di forza è la sicurezza, poiché queste batterie hanno un rischio molto basso di incendi o esplosioni rispetto ad altre tecnologie, come quelle al Litio.

Tuttavia, ci sono anche alcuni svantaggi come il costo iniziale di queste batterie che è piuttosto elevato, sia per la complessità dei materiali, come la membrana iono-selettiva, sia per la necessità di integrare pompe e serbatoi. Inoltre, rispetto alle batterie agli ioni di Litio, le batterie a flusso hanno una densità energetica inferiore, il che significa che occupano più spazio per immagazzinare la stessa quantità di energia. Anche l'efficienza energetica è leggermente inferiore, a causa delle perdite legate alla circolazione dei liquidi e alla conversione dell'energia[74].

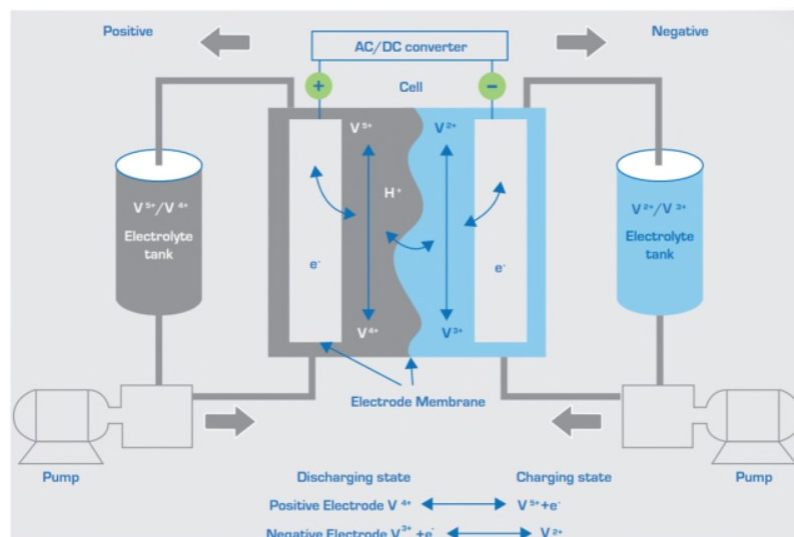


Figura 50: Principio di funzionamento di carica batteria a flusso [16]



## Batteria al Sodio-Nichel-Cloruro

La batteria secondaria Na/NiCl<sub>2</sub> è un sistema di accumulo di energia basato su reazioni elettrochimiche di carica/scarica che avvengono tra un elettrodo positivo (catodo) composto principalmente da Nichel (Ni) e Cloruro di Sodio (NaCl) e un elettrodo negativo (anodo) che è tipicamente realizzato in Sodio (Na). Gli elettrodi sono separati da una parete ceramica di beta-alumina che è conduttiva per gli ioni di sodio ma isolante per gli elettroni. Questa ceramica di beta-alumina agisce come un elettrolita e consente la conduzione degli ioni di Sodio tra l'anodo e il catodo delle celle. La temperatura della batteria viene mantenuta tra i 270°C e i 350°C per mantenere gli elettrodi in uno stato fuso, cioè i riscaldatori indipendenti fanno parte del sistema della batteria.

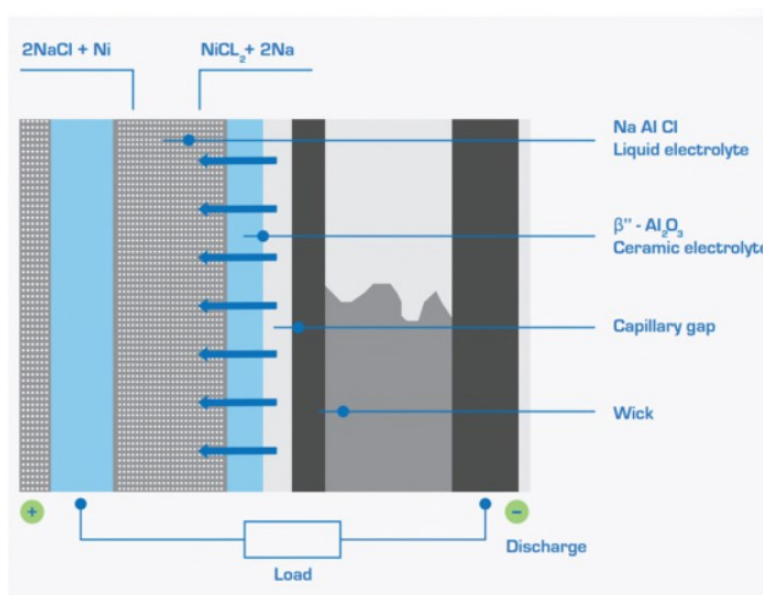


Figura 51: Principio di funzionamento di carica batteria Sodio-Nichel-Cloruro [16]

Questa tecnologia è stata introdotta nel mercato nell'ultimo decennio per veicoli elettrici, principalmente per il trasporto pubblico. Attualmente è disponibile una gamma più ampia di prodotti per applicazioni di backup stazionario, backup ferroviario, veicoli elettrici e accumulo di energia in rete/off-grid. La dimensione della batteria singola varia da 4 a 25 kWh, adatta a una vasta gamma di applicazioni con capacità di accumulo di energia che vanno da alcune chilowattora a installazioni di diversi megawattora.

Grazie all'elettrolita ceramico, la batteria non ha autodisscarica elettrochimica. A seconda delle condizioni operative, la perdita termica è bilanciata dalla perdita elettrica interna che viene convertita in calore, in modo che l'efficienza complessiva sia nell'intervallo dell'80-95%. Le batterie al cloruro di Sodio-Nichel sono batterie ad alta temperatura che garantiscono alte prestazioni e durabilità indipendentemente dalla temperatura ambiente. Durante il funzionamento, anche se la temperatura ambiente esterna varia notevolmente, la temperatura interna del modulo della batteria rimarrà all'interno del range di temperatura operativo e non influirà sulla sua capacità e durata. Le operazioni di scarica e carica sono indipendenti dalla temperatura esterna anche durante le condizioni termiche più rigide[74].

### **Batteria al sodio-zolfo:**

La batteria al sodio-zolfo (NaS) è un sistema di accumulo di energia basato su reazioni elettrochimiche di carica/scarica che avvengono tra un elettrodo positivo (catodo) tipicamente costituito da Zolfo fuso (S) e un elettrodo negativo (anodo) tipicamente costituito da Sodio fuso (Na). Gli elettrodi sono separati da una ceramica solida, l'alumina beta di Sodio, che funge anche da elettrolita. Questa ceramica permette il passaggio solo degli ioni di sodio carichi positivamente. La temperatura della batteria viene mantenuta tra i 300°C e i 360°C per mantenere gli elettrodi in stato fuso, cioè i riscaldatori indipendenti fanno parte del sistema della batteria.

Questa tecnologia presenta una alta densità energetica, una alta efficienza di carica e scarica (89%-92%) e una lunga durata del ciclo, ed è realizzata con materiali a basso costo. Tuttavia, a causa delle alte temperature di esercizio (300°C–350°C) e della natura altamente corrosiva dei polisolfuri di Sodio, tali celle sono utilizzate principalmente per applicazioni su larga scala e non mobili, come l'accumulo di energia nella rete elettrica[74].

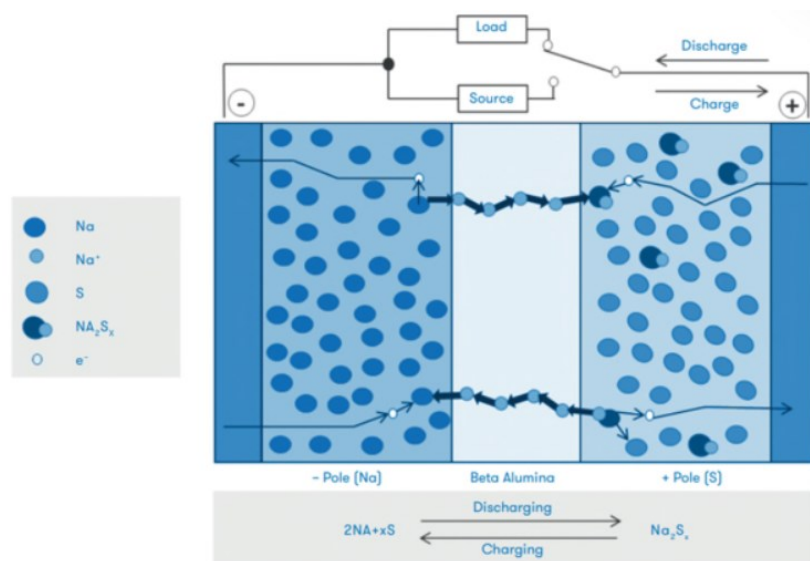


Figura 52: Principio di funzionamento di carica batteria sodio-zolfo [16]

### 5.2.3 Parametri prestazionali di una batteria

La capacità di accumulo dell'energia elettrica di una batteria è spesso indicata dalla sua capacità, ovvero la carica (espressa in Ah) che la batteria è in grado di erogare durante la fase di scarica. In altre parole, la capacità  $C$  di una batteria rappresenta la quantità di carica che può essere fornita nel processo di scarica. Tuttavia, la capacità dipende dal tipo di carico a cui è collegata: se la batteria è collegata a una resistenza, la corrente erogata varia nel tempo fino all'arresto dei processi elettrochimici, e la capacità risulta massima. Per una corretta gestione della batteria e per garantirne la massima durata, è essenziale non superare mai i limiti di tensione previsti. Questi limiti variano a seconda del tipo di batteria e sono determinati dal rischio di reazioni parassite irreversibili agli elettrodi che possono compromettere il funzionamento successivo della batteria.

Per una corretta valutazione della capacità di una batteria, è fondamentale specificare la tensione nominale ai terminali dell'accumulatore e la tensione di "cut-off", che rappresenta il punto in cui la batteria è considerata completamente scarica. La tensione ai terminali tende generalmente a diminuire durante la scarica della batteria, ma ciò non è sempre vero, poiché in alcuni casi la tensione rimane costante a causa delle reazioni elettrochimiche che avvengono all'interno delle celle.

Per confrontare le prestazioni di diverse batterie, è utile calcolare la capacità nominale, che è legata a un periodo di scarica specifico; questo permette 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 la seguente equazione:

$$C = \int_0^{\Delta t} i(t) dt \quad (11)$$

Le batterie vengono caratterizzate collegandole al carico mediante un convertitore che fa avvenire la scarica della batteria a corrente costante per un tempo  $\Delta t$ . Durante la scarica la tensione non deve mai scendere al di sotto del valore minimo ammissibile ( $V_{min}$ ).

$$C = I \cdot t \quad (12)$$

$$\Delta E = \int_0^{\Delta t} v(t) I dt$$

La capacità  $C$  e l'energia  $\Delta E$  erogate dalla batteria durante la scarica a corrente costante dipendono dal valore  $I$  della corrente, dalla durata della scarica, dallo stato iniziale della batteria (concentrazione degli elettroliti) e dalla temperatura di lavoro. Al variare della durata della scarica cambia il valore finale della tensione.

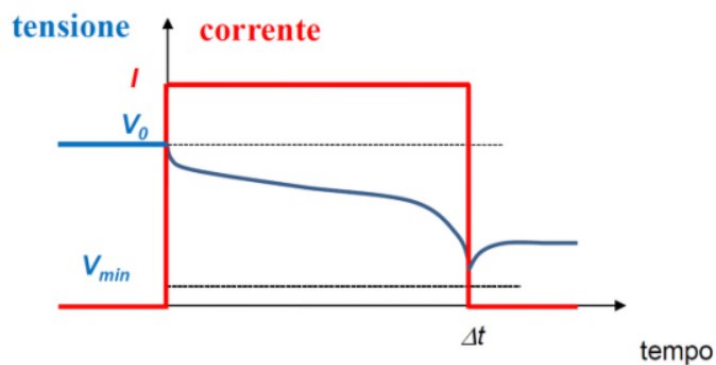


Figura 53: Andamento temporale della scarica di una batteria [74]

L'andamento della tensione durante la scarica può essere descritto da un circuito equivalente, dove  $V_0$  rappresenta la tensione a vuoto (in assenza di corrente) della batteria; questa tensione tende a diminuire all'aumentare della capacità che viene scaricata.

$R_0$  descrive il passaggio di corrente nell'elettrolita e  $R_1$ ,  $C_1$  ed  $R_2$ ,  $C_2$  descrivono i fenomeni che avvengono agli elettrodi al passaggio della corrente.

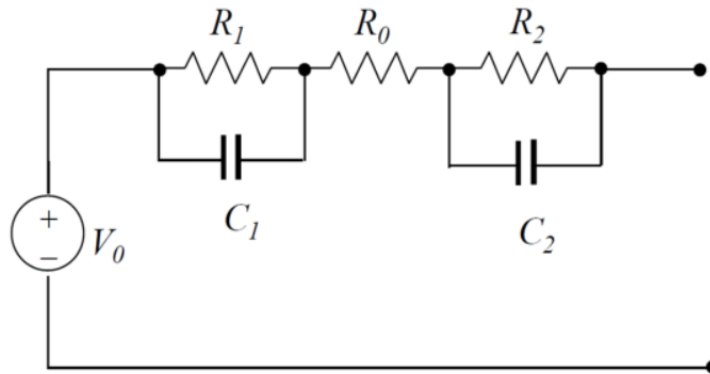
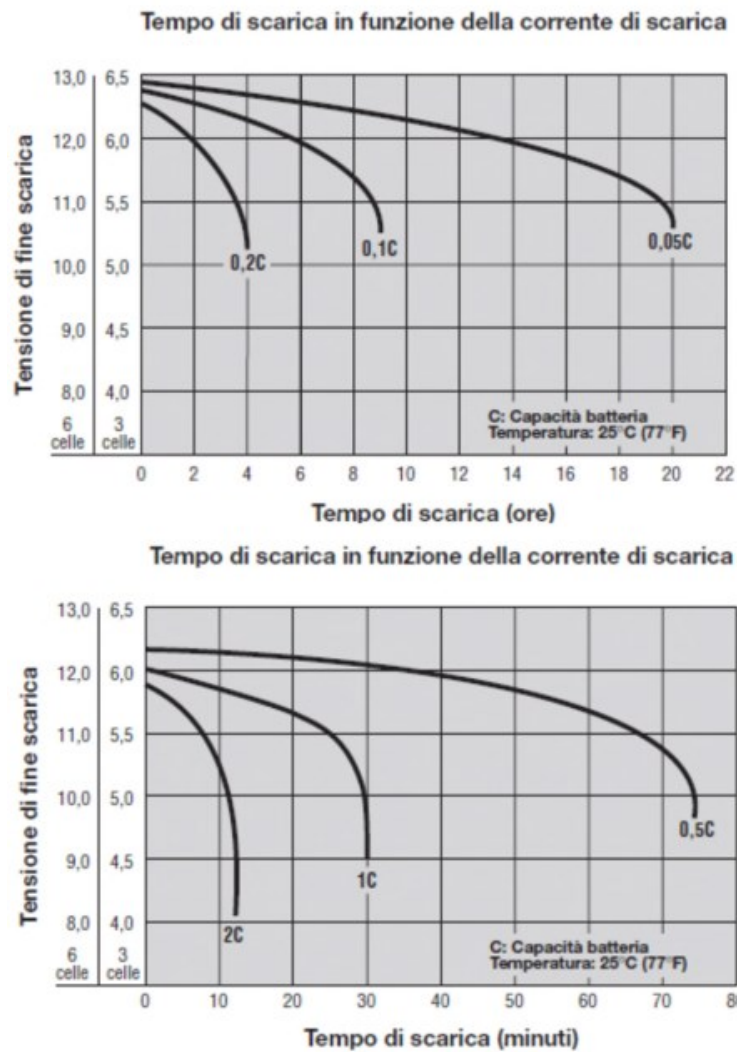


Figura 54: Circuito equivalente tensione durante la scarica [74]

I costruttori forniscono il valore della capacità nominale  $C_n$  (Ah) e del tempo di scarica  $t_n$  (h) corrispondente alla capacità nominale, insieme a curve della tensione della cella in funzione del tempo per diversi valori di corrente di scarica. Queste informazioni consentono di analizzare il comportamento della batteria in condizioni operative differenti[74].



*Figura 55: Curve tensione-tempo di scarica [16]*

Il valore della corrente di scarica associato a ciascuna curva può essere espresso tramite il parametro  $k$  (C-rate), che rappresenta il rapporto tra la corrente di scarica e la capacità nominale. La corrente di scarica  $I$  e il tempo di scarica  $\Delta t$  si calcolano rispettivamente con le relazioni:

$$I = k \cdot C_n \quad (13)$$

$$\Delta t = 1 / k \quad (14)$$

Dalle curve si nota che, all'aumentare della corrente di scarica ( $k$ ), il tempo di scarica si riduce in modo significativo, mentre anche la tensione finale di scarica diminuisce. Questo comportamento è tipico delle batterie e risulta importante per la scelta del dimensionamento corretto in funzione dell'applicazione.

Per ricaricare la batteria secondaria è necessario alimentarla con un generatore in grado di mantenere una tensione maggiore della tensione a vuoto della batteria. Tuttavia, è fondamentale non superare mai un valore massimo di tensione  $V_{max}$ , che dipende dal tipo di batteria utilizzato. Superato questo limite, si verificano fenomeni irreversibili all'interno della cella che possono compromettere il funzionamento nella successiva fase di scarica  $i(t)$ .

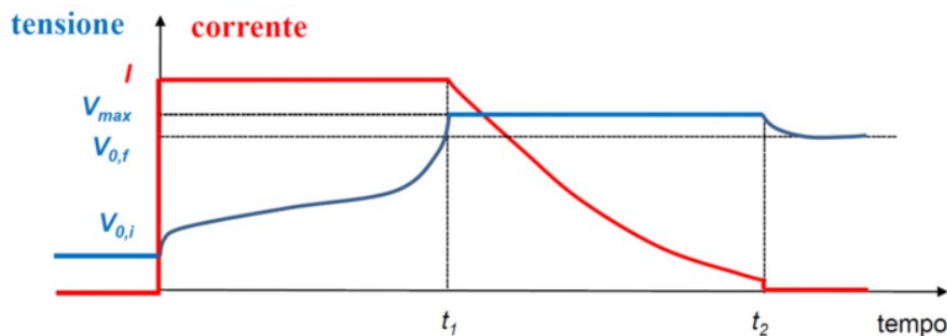


Figura 56: Fasi di carica della batteria [74]

Il grafico mostra il comportamento della tensione e della corrente durante le diverse fasi di ricarica. La procedura prevede due fasi principali:

- Fase a corrente costante (CC): durante questa fase, la corrente di carica  $I$  viene mantenuta costante, mentre la tensione cresce progressivamente da un valore iniziale  $V_{0,i}$  fino a raggiungere il valore massimo ammesso  $V_{max}$ . Questo è il periodo compreso tra  $t_0$  e  $t_1$ ;
- Fase a tensione costante (CV): una volta raggiunto  $V_{max}$ , la tensione viene mantenuta costante. In questa fase, la corrente di carica diminuisce gradualmente fino ad annullarsi (o a raggiungere un valore minimo definito) quando la batteria è completamente carica. Questo avviene tra  $t_1$  e  $t_2$ .

La curva blu in Figura 56 rappresenta l'andamento della tensione, mentre quella rossa rappresenta la corrente di carica. Questo ciclo è progettato per massimizzare la durata della batteria e prevenire danni legati al sovraccarico.

La temperatura ha un impatto significativo sulle prestazioni delle batterie, come illustrato in Figura 57:

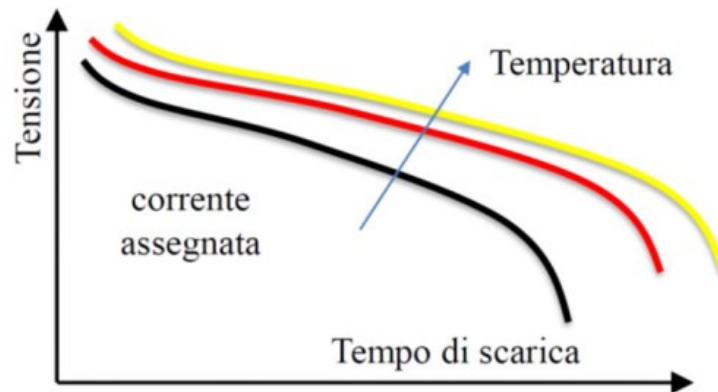


Figura 57: Effetto della temperatura sulla capacità [74]

Al diminuire della temperatura le prestazioni della cella in termini di tensione e capacità diminuiscono. Dal grafico si nota come una temperatura più bassa porta a un tempo di scarica ridotto per una stessa corrente assegnata. La resistenza interna aumenta a causa della ridotta mobilità ionica. Inoltre, con elettroliti acquosi, il congelamento della soluzione impedisce il funzionamento della batteria al di sotto di una certa temperatura.

Al aumentare della temperatura si riduce la vita della batteria, ovvero il numero di cicli che questa può effettuare nel tempo. Alte temperature portano a una degradazione più rapida causando un aumento del tasso di autoscarica, come indicato nel secondo grafico in basso, dove la capacità disponibile diminuisce più rapidamente a 40 °C rispetto a temperature più basse durante il periodo di immagazzinamento[74].



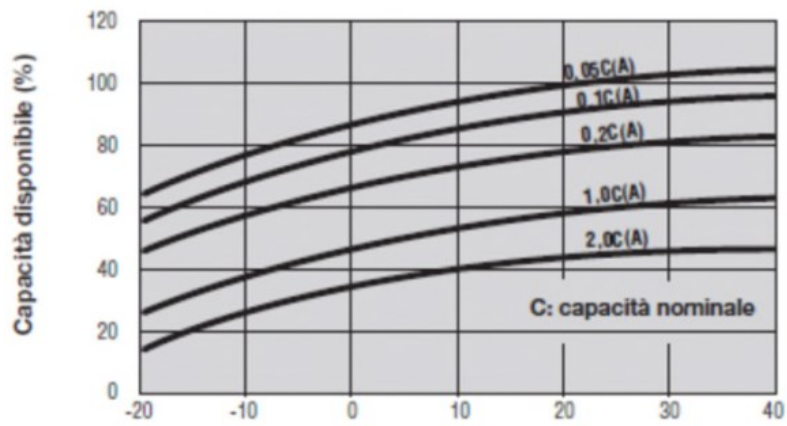


Figura 58: Autoscarica di una batteria [16]

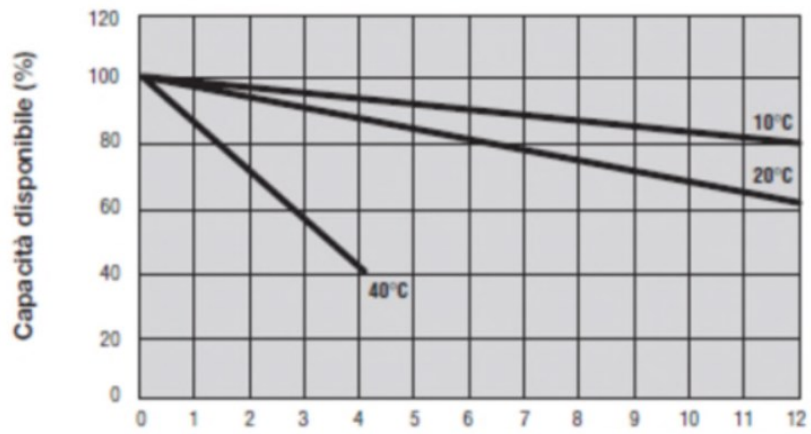


Figura 59: Capacità in funzione della temperatura e del tempo [74]

## 6. Caso studio

La progettazione preliminare di un impianto agrivoltaico integrato con un sistema di accumulo a batteria richiede un'analisi approfondita che consideri aspetti tecnici, territoriali, normativi ed economici. Nella trattazione che segue vengono descritte le fasi principali del processo, a partire dalla scelta del sito fino alla definizione del progetto preliminare, con particolare attenzione alla connessione in cabina primaria tramite elettrodotto.

Il sistema agrivoltaico è progettato e realizzato in modo da adottare una configurazione spaziale ed opportune scelte tecniche, tali da consentire l'integrazione fra produzione elettrica e attività agricola. In particolare, il distanziamento tra le file di moduli è stato determinato in modo da garantire il rispetto dei requisiti A.1 (Superficie minima coltivata) e A.2 (LAOR) come definiti nelle Linee guida in materia di Impianti Agrivoltaici, emanate dal MASE nel giugno 2022.

La scelta del sito è fondamentale per la sostenibilità del progetto, poiché influisce su producibilità, costi e tempistiche. I criteri considerati includono la vicinanza alla cabina primaria per ridurre i costi dell'elettrodotto, rispettando le linee guida di accessibilità e sicurezza del gestore di rete. L'area deve essere abbastanza grande da ospitare l'impianto agrivoltaico e le infrastrutture di accumulo, con spazio adeguato a vie cavi e strade di accesso. Le condizioni geomorfologiche richiedono una pendenza preferibilmente inferiore al 5%, infine, le strade di collegamento devono essere adatte al transito di mezzi pesanti, permettendo il passaggio di veicoli fino a 40 tonnellate. Secondo le linee guida in materia di impianti agrivoltaici pubblicate dal MASE, è essenziale che l'area scelta rispetti le normative vigenti per garantire un'interazione sostenibile tra produzione energetica e agricola[78].

Dopo aver individuato l'area, si procede con una verifica dettagliata dei vincoli territoriali, paesaggistici e urbanistici. Questo include l'analisi dei vincoli paesaggistici e archeologici, verificando la presenza di aree sottoposte a vincoli ambientali come Siti di Importanza Comunitaria SIC e Zone di Protezione Speciale ZPS, o archeologici che potrebbero impedire la realizzazione dell'impianto. È necessario studiare le disposizioni normative locali per rispettare il contesto paesaggistico.

L'analisi dei vincoli idrogeologici prevede la valutazione del rischio idrogeologico per individuare aree soggette a frane, alluvioni o subsidenze, e la considerazione del rischio sismico in base alla classificazione sismica nazionale. La conformità urbanistica richiede l'analisi del piano territoriale regionale e comunale per verificare la destinazione d'uso dei terreni e l'identificazione di eventuali procedure di variante urbanistica. Secondo il codice dei beni culturali e del paesaggio, è fondamentale rispettare i vincoli paesaggistici e archeologici. Inoltre, il sistema informativo territoriale ambientale e paesaggistico (SITAP) fornisce strumenti per la gestione e la consultazione delle informazioni relative alle aree vincolate. Per quanto riguarda i vincoli idrogeologici e sismici, le normative nazionali e regionali, come il Piano di Assetto Idrogeologico (PAI) e la classificazione sismica nazionale, forniscono specifiche tecniche e normative dettagliate.

## **6.1 Descrizione d'insieme del progetto**

La presente trattazione ha lo scopo di descrivere il progetto di un nuovo impianto agrivoltaico associato a un sistema BESS, da realizzarsi sui terreni in disponibilità del proponente ubicati nel Comune di Falconara Marittima, in provincia di Ancona, ai fini della richiesta della sua autorizzazione.

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto agrivoltaico e si compone dei seguenti macro-insiemi di opere ed impianti:

- Un impianto agrivoltaico della potenza installata pari a circa 8,005 MWp DC suddiviso in 4 aree, di cui una costituita da N°7 sistemi di conversione DC/AC e le altre 3 da N°6 sistemi di conversione DC/AC;
- La trasformazione da bassa tensione (BT) a media tensione (MT) a valle degli inverter avverrà all'interno di cabine di trasformazione dedicate Power Station (PS);
- Un insieme di dorsali in cavo interrato MT 20 kV per il vettoriamento dell'energia elettrica prodotta dai sottocampi fino alla cabina di consegna MT lato utente, ubicata all'interno del limite dell'impianto;

- Un sistema di accumulo di taglia complessiva pari a 8 MW e capacità energetica pari a 8 MWh, ubicato all'interno del limite dell'impianto, costituito da numero 2 unità di conversione; a ciascuna unità di conversione sono associate 4 unità di accumulo aventi capacità energetica pari a 1 MWh ciascuna.

I cavi 20 kV saranno installati entro cavidotti interrati, posati in idonea trincea. La realizzazione della trincea avverrà all'interno del parco fotovoltaico su una apposita viabilità di servizio. Dal quadro MT 20 kV all'interno della Cabina di Consegna MT, lato Distributore, si diramerà la linea per la connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale RTN, che si conetterà a uno stallo reso disponibile dal gestore di rete all'interno della stazione di trasformazione 20/132 kV, denominata "Rocca Priora".

### **6.1.1 Inquadramento**

Il sito destinato alla realizzazione dell'impianto agrivoltaico con sistema di accumulo a batterie è ubicato nel Comune di Falconara Marittima (AN), identificato catastalmente al Nuovo Catasto Edilizio Urbano (NCEU) al Foglio 7, Particelle 29/Parte, 23/Parte, 200/Parte, 65. L'area di intervento si trova in una zona prevalentemente agricola, ma con una forte presenza di infrastrutture pubbliche e industriali, tra cui la centrale gas di ENI con il relativo metanodotto, una sottostazione di Alta Tensione (AT) a cui afferiscono tre linee e altre infrastrutture elettriche di rilievo. L'area è inoltre lambita dalla nuova linea ferroviaria adriatica e confinante con allevamenti avicoli intensivi, elementi che caratterizzano un contesto dinamico e strategico per lo sviluppo di impianti energetici. La combinazione di destinazione agricola e vicinanza a importanti opere infrastrutturali rende il sito particolarmente idoneo per la realizzazione dell'impianto, consentendo un'integrazione tra produzione energetica, attività agricole e distribuzione ottimizzata dell'energia.



Figura 60: Inquadrimento impianto agrivoltaico su larga scala

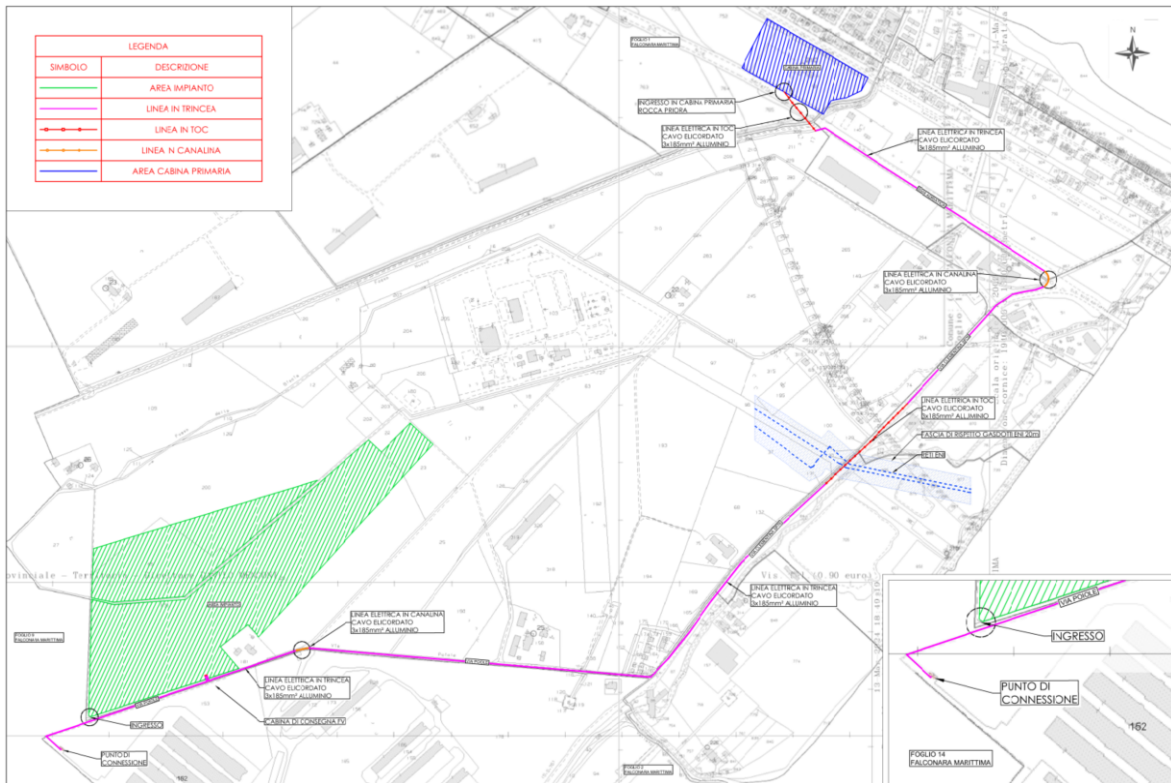


Figura 61: Inquadrimento su catastale

Il progetto dell'impianto agrivoltaico prevede i seguenti componenti principali:

- N° 4 campi di generazione fotovoltaica (aree). La potenza totale installata è pari a circa 8,005 MWp per un totale di circa 12.912 moduli fotovoltaici (assunti moduli in silicio monocristallino potenza pari a 620 Wp);
- N° 25 unità di conversione e N° 4 unità di trasformazione denominate “Power Station” con inverter distribuiti da 320 kVA 40°C e trasformatori elevatori BT/MT 0,8/20 kV;
- Un sistema di trasporto dell'energia elettrica generata distribuito su cabine MT/BT collegate a centro stella;
- N° 2 dorsale in MT 20 kV per il collegamento della potenza vettoriata dalle PSs verso le cabine di raccolta MT ubicata all'interno dell'area di impianto;
- Una unità di misura;
- Un sistema di supervisione, controllo e sorveglianza completo di rete telematica, strumentazione di campo, sistema trasmissione dati finalizzato al monitoraggio, controllo e sorveglianza dell'impianto agrivoltaico (misura dei dati di irraggiamento, rilevazione delle grandezze elettriche, etc...);
- Opere civili di fondazione, viabilità interna di servizio, container e/o edifici prefabbricati per ospitare l'impiantistica delle power station ed i servizi ausiliari in BT.

## 6.1.2 Unità di generazione

Il modulo proposto per la realizzazione dell'impianto è del tipo in silicio monocristallino ad alta efficienza (23,04% a Standard Test Conditions - STC) e ad elevata potenza nominale (2 x 72 celle, 620 Wp) installato su tracker monoassiali su file parallele.

La scelta definitiva dell'esatto costruttore e dell'esatto modello di modulo fotovoltaico avverrà successivamente al termine dell'iter autorizzativo, in esito ad una ricerca di mercato che sarà condotta tra i diversi produttori di moduli fotovoltaici prendendo in considerazione i seguenti aspetti:

- Disponibilità dei moduli fotovoltaici sul mercato e tempi di consegna;
- Producibilità e degradazione massima garantite dal produttore dei moduli fotovoltaici sulla base di certificati IEC61215, IEC61730, UL1703, ISO9001, OHSAS 18001;
- Fattori ambientali specifici per il sito;
- Costo complessivo.

Tabella 1 riporta le caratteristiche preliminari dei moduli utilizzati per il dimensionamento dell'impianto.

*Tabella 1: Caratteristiche modulo fotovoltaico*

<b>Potenza nominale</b>	620 Wp
<b>Efficienza nominale</b>	24% (STC)
<b>Tensione di uscita a vuoto</b>	53,69 V
<b>Corrente di corto circuito</b>	14,16 A
<b>Tensione di uscita a Pmax</b>	45,21 V
<b>Corrente nominale a Pmax</b>	13,72 A
<b>Dimensioni (LxH)</b>	1134x2278 mm

I moduli fotovoltaici saranno collegati tra loro in serie in stringhe da 24 moduli attraverso dei connettori di tipo maschio-femmina (tipo MC4 e/o MC3), formando una stringa. Le diverse stringhe saranno poi raggruppate e collegate in parallelo agli inverter di stringa tramite cavi DC che avranno multipli ingressi di stringa.

Gli inverter sono dotati di 1 uscite AC adatta ad ospitare cavi con sezioni da 70 a 400 mm<sup>2</sup> (diametro del cavo da 17 a 38,5 mm) e sono connessi al quadro di parallelo AC di campo.

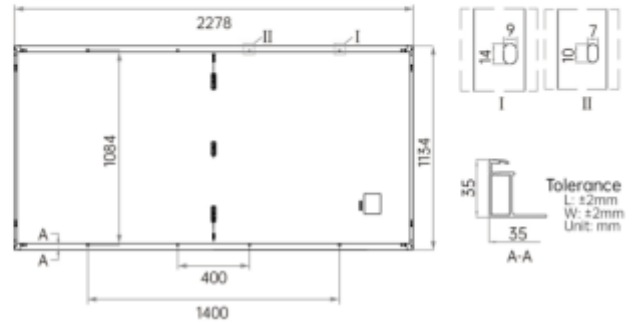
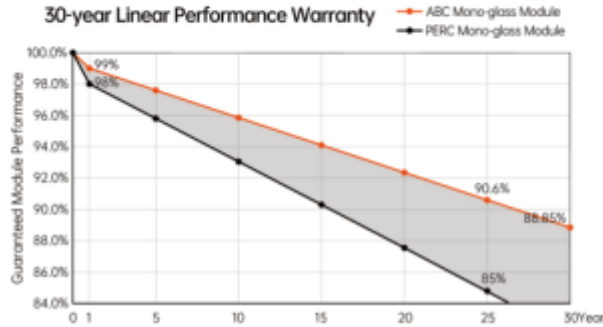
Gli inverter sono installati all'esterno, sotto le vele fotovoltaiche, e il loro involucro garantirà lunga durata e massima sicurezza.

Il parallelo di più inverter sottesi allo stesso quadro di parallelo AC andrà a formare il campo, connesso a sua volta alla sua PS.



Si riporta in Figura 62 la scheda tecnica del modulo utilizzato:

**620W**  
Output
**24.0%**  
Efficiency
**≤1%**  
First-year Degradation
**≤0.35%**  
Annual Degradation from Year 2-30



<b>Electrical Characteristics</b> (STC: AM1.5 1000W/m <sup>2</sup> 25°C NOCT: AM1.5 800W/m <sup>2</sup> 20°C 1m/s) Power Tolerance: 0~+3% Max Power Test Uncertainty: ±3%										
Model	AIKO-A600-MAH72Mw		AIKO-A605-MAH72Mw		AIKO-A610-MAH72Mw		AIKO-A615-MAH72Mw		AIKO-A620-MAH72Mw	
Test Conditions	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
$P_{max}$ [W]	600	453	605	456	610	460	615	464	620	468
$V_{oc}$ [V]	53.29	50.19	53.39	50.28	53.49	50.38	53.59	50.47	53.69	50.56
$V_{mp}$ [V]	44.81	42.20	44.91	42.30	45.01	42.39	45.11	42.48	45.21	42.58
$I_{sc}$ [A]	13.92	11.29	13.98	11.34	14.04	11.39	14.10	11.44	14.16	11.48
$I_{mp}$ [A]	13.40	10.74	13.48	10.80	13.56	10.86	13.64	10.93	13.72	11.00
<b>Module Efficiency</b>	<b>23.2%</b>		<b>23.4%</b>		<b>23.6%</b>		<b>23.8%</b>		<b>24.0%</b>	

<b>Mechanical Specification</b>	
Cell Type	Mono-crystalline Silicon
Front Cover Mono glass	3.2 mm tempered glass, with anti-reflection coating
Frame	Anodized aluminum
Cable	4mm <sup>2</sup> (IEC) 12AWG(UL) 350mm or Customized Length
No. of Cells	144(6*24)
Junction Box	IP68, three bypass diodes
Connector	MC4 compatible
Weight	28.2kg±3%
Dimension	2278*1134*35mm
Package Detail	31pcs per pallet/155 pcs per 20' GP/620pcs per 40' HQ

<b>Temperature Ratings (STC)</b>	
Temperature Coefficient of $I_{sc}$	+ 0.05%/ °C
Temperature Coefficient of $V_{oc}$	- 0.24%/ °C
Temperature Coefficient of $P_{max}$	- 0.29%/ °C

<b>Installation Guide</b>	
Operation Temperature	- 40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	25A
Protection Class	Class II
$V_{oc}$ and $I_{sc}$ Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V
Maximum Static Loading	Front 5400Pa Back 2400Pa
Hail Test	25 mm diameter hail at 23 m/s
Fire Rating	IEC Class C

Figura 62: Scheda tecnica del modulo

### **6.1.3 Gruppo di conversione DC/AC (Campi) e trasformazione BT/MT (PS)**

Ogni gruppo di conversione, chiamato anche campo di generazione, è costituito da più inverter collegati a un quadro di parallelo AC. Questo quadro convoglia l'energia verso una power station. Il progetto prevede l'installazione di quattro PSs, ciascuna con una capacità di circa 2 MW, per un totale complessivo di 8 MW in corrente alternata (AC).

Gli inverter hanno il compito di convertire l'energia generata dai moduli fotovoltaici, che è in DC alla frequenza della rete elettrica. Successivamente, un trasformatore innalza la tensione al livello richiesto dalla rete interna dell'impianto, fissato a 20 kV.

I componenti del sistema di conversione sono scelti con attenzione, basandosi su alcune caratteristiche fondamentali:

- Conformità alle normative europee di sicurezza;
- Ottimizzazione della produzione del campo agrivoltaico grazie alla funzione Maximum Power Point Tracking (MPPT), che massimizza il rendimento energetico;
- Uscita in corrente alternata con una forma d'onda perfettamente sinusoidale.

Le PSs sono configurate come segue:

- PS01: dotata di 7 inverter da 320 kW ciascuno, collegati a trasformatori elevatori da 2,0 MVA.
- PS02: dotata di 6 inverter da 320 kW ciascuno, collegati a trasformatori elevatori da 2,0 MVA.
- PS03: dotata di 6 inverter da 320 kW ciascuno, collegati a trasformatori elevatori da 2,0 MVA.
- PS04: dotata di 6 inverter da 320 kW ciascuno, collegati a trasformatori elevatori da 2,0 MVA.

Tutte le power station sono equipaggiate con compartimenti per media e bassa tensione che sono installati all'interno di container o prefabbricati. Le caratteristiche tecniche di questi alloggiamenti sono riportate in Tabella 2:

Tabella 2: Caratteristiche PS

<b>Tensione massima in ingresso DC</b>	1500 V
<b>Tensione di uscita alla <math>P_{nom}</math></b>	20 kV
<b>Frequenza di uscita</b>	50Hz
<b>cos <math>\phi</math></b>	0.8-1.0 (Variabile)
<b>Grado di Protezione</b>	IP65
<b>Range di temperatura di funzionamento</b>	-25 + 60°C
<b>Range di tensione in ingresso</b>	500V – 1500V
<b>Corrente massima in ingresso (25°C/50°C)</b>	40 A
<b>Potenza nominale in uscita (CA)</b>	320 kVA
<b>Rendimento europeo</b>	98,8%

Gli inverter sono da 320 kVA @40°C sono dotati di idonei dispositivi di protezione elettromeccanica, è marcato CE e munito di opportuna certificazione sia sui rendimenti che sulla compatibilità elettromagnetica. In Tabella 3 le caratteristiche dell'inverter:

Tabella 3: Caratteristiche inverter

<b>Tensione massima in ingresso DC</b>	1500 V
<b>Range di tensione in ingresso DC</b>	500V – 1500V
<b>Corrente massima in ingresso DC (25°C/50°C)</b>	40 A
<b>Tensione di uscita alla <math>P_{nom}</math></b>	800 V
<b>Frequenza di uscita</b>	50Hz
<b>cos <math>\phi</math></b>	0.8-1.0 (Variabile)
<b>Grado di Protezione</b>	IP65
<b>Range di temperatura di funzionamento</b>	-25 + 60°C
<b>Potenza nominale in uscita (CA)</b>	320 kVA
<b>Rendimento europeo</b>	98,8%

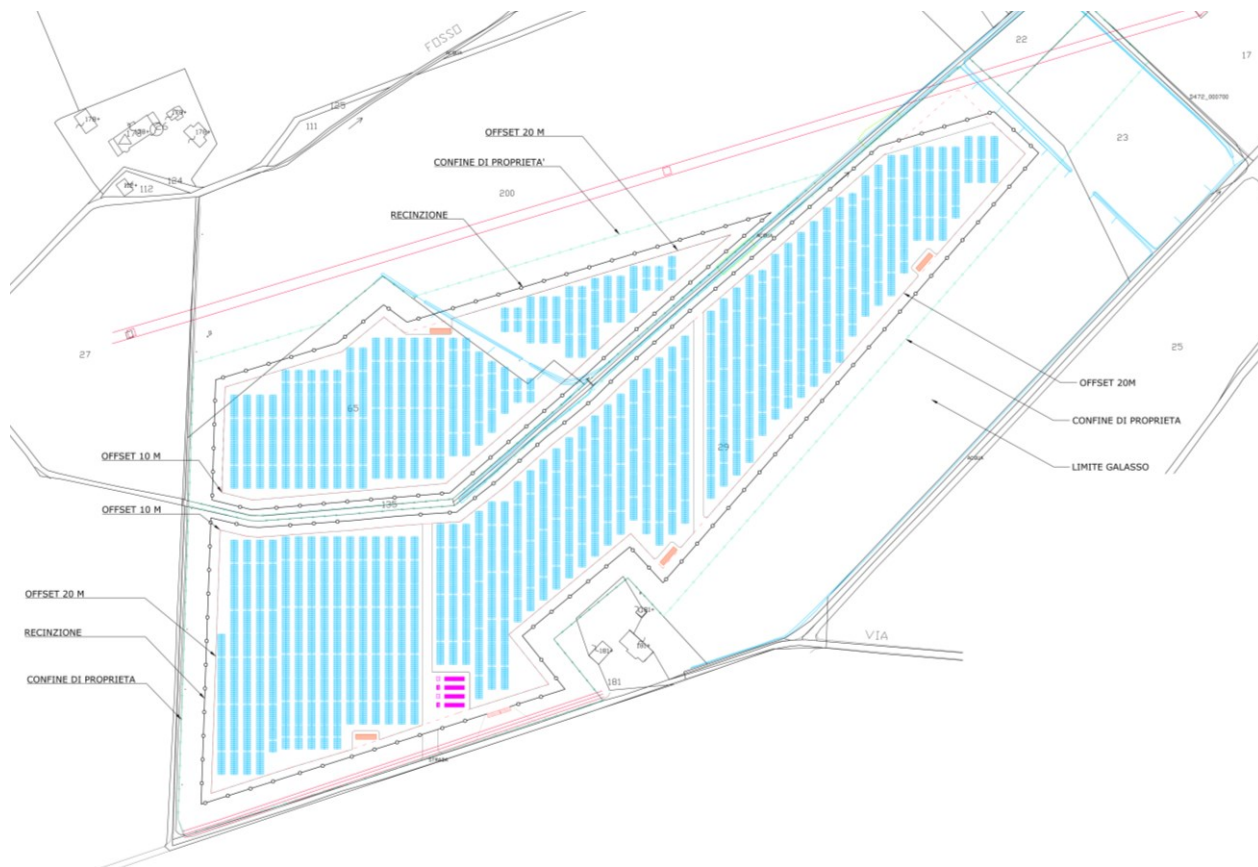
Si riporta in Figura 63 la scheda tecnica dell'inverter:

Designazione	SC350HX
<b>Ingresso (CC)</b>	
Tensione fotovoltaica in ingresso max.	1500 V
Tensione fotovoltaica in ingresso min. / Tensione di avvio	500 V / 550 V
Tensione nominale in ingresso	1080 V
Intervallo tensione MPP	500 V – 1500 V
Intervallo di tensione MPP per potenza nominale	860 V – 1300 V
N. di MPPT	12 (Opzionale: 14/16)
Numero max. stringhe fotovoltaiche per MPPT	2
Corrente max. in ingresso	12 * 40 A (Opzionale: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Corrente di cortocircuito max.	60 A
<b>Uscita (CA)</b>	
Potenza CA massima in uscita alla rete	352 kVA @ 30 °C / 320 kVA @ 40 °C / 295 kVA @ 50 °C
Potenza CA nominale in uscita	320 kW
Corrente CA max. in uscita	254 A
Tensione CA nominale	3 / PE, 800 V
Intervallo tensione CA	640 – 920 V
Frequenza di rete nominale / Intervallo f requenza di rete	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Distorsione armonica totale (THD)	< 3 % (alla potenza nominale)
Iniezione di corrente CC	< 0.5 % In
Fattore di potenza alla potenza nominale / regolabile	> 0.99 / 0.8 in anticipo – 0.8 in ritardo
Fasi di immissione / fasi di connessione	3 / 3
<b>Efficienza</b>	
Efficienza max. / Efficienza europea / Efficienza CEC	99.01 % / 98.8 % / 98.5 %
<b>Protezione</b>	
Protezione da collegamento inverso CC	Si
Protezione corto circuito CA	Si
Protezione da dispersione di corrente	Si
Monitoraggio della rete	Si
Monitoraggio dispersione verso terra	Si
Sezionatore CC / Sezionatore CA	Si / No
Monitoraggio corrente stringa fotovoltaica	Si
Funzione erogazione reattiva notturna (Q at night)	Si
Protezione anti-PID e PID-recovery	Opzionale
Protezione sovratensione	CC Tipo II / CA Tipo II
<b>Dati Generali</b>	
Dimensioni (L x A x P)	1136*870*361 mm
Peso	≤ 116 kg
Metodo di isolamento	Senza trasformatore
Grado di protezione	IP66 (NEMA 4X)
Consumo energetico notturno	< 6 W
Intervallo di temperature ambiente di funzionamento	-30 to 60 °C
Intervallo umidità relativa consentita (senza condensa)	0 – 100 %
Metodo di raffreddamento	Raffreddamento ad aria forzata intelligente
Altitudine massima di funzionamento	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Comunicazione	RS485 / PLC
Tipo di collegamento CC	MC4-Evo2 (Max. 6 mm <sup>2</sup> , opzionale 10 mm <sup>2</sup> )
Tipo di collegamento CA	Supporto terminali OT / DT (Max. 400 mm <sup>2</sup> )
Conformità	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, UL1741, UL1741SA, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, California Rule 21, UL1699B, CEI 0-16
Supporto rete	Funzione erogazione potenza reattiva notturna (Q at night), LVRT, HVRT, controllo potenza attiva e reattiva, velocità rampa di potenza, Q-U e P-f

\*: Compatibile solo con logger Sungrow e iSolarCloud

Figura 63: Scheda tecnica inverter

Nella Figura 64 possiamo notare il layout dell'impianto, ottenuto considerando le varie distanze di 15 metri dalle abitazioni, dalle strade e dai confini di proprietà e in Tabella 4 le occupate:



TOTALE IMPIANTO				
	STRUTTURA 48 MODULI	STRUTTURA 24 MODULI	TOTALE MODULI	TOTALE POTENZA
TOTALE	251	36	12 912	8,005 MW

Figura 64: Layout impianto

Tabella 4: Calcolo aree

CALCOLO AREE	
AREA RECINZIONE	91 716 m <sup>2</sup>
AREA STRADE	16 963 m <sup>2</sup>
SUPERFICIE NON COLTIVABILE	16 676 m <sup>2</sup>
SUPERFICIE AGRICOLA	58 077 m <sup>2</sup>
SUPERFICIE UTILE MODULI	33 352 m <sup>2</sup>

Si riporta in Figura 65 la suddivisione dell'impianto nei quattro campi di generazione con le rispettive power station e la mappa stringhe dei singoli campi:

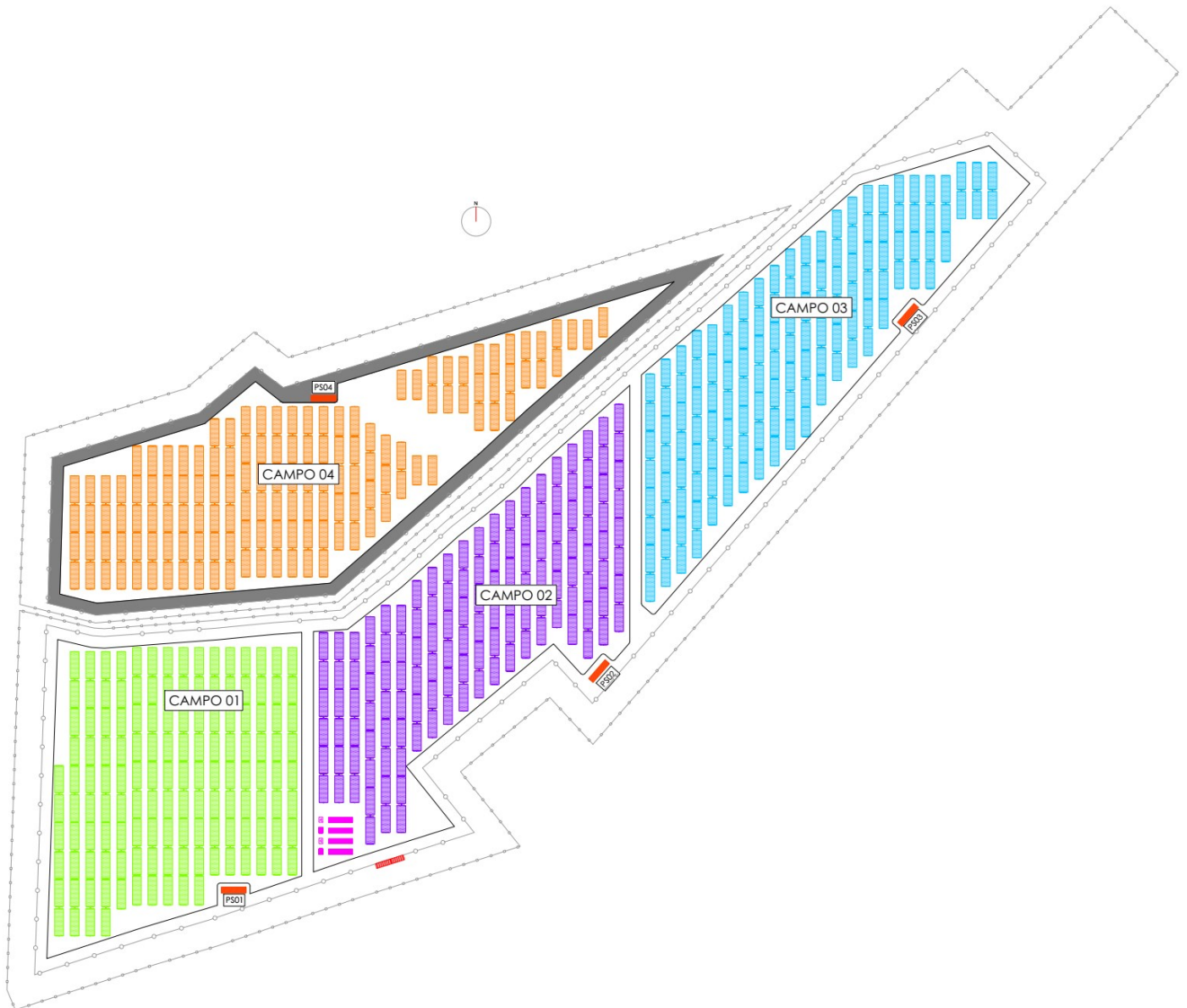


Figura 65: Suddivisione in campi

Tabella 5: Caratteristiche campi

GENERATORI	STRUTTURA 48 MODULI	STRUTTURA 24 MODULI	POTENZA MODULO	MODULI STRUTTURE 48	MODULI STRUTTURE 24	TOTALE MODULI	TOTALE POTENZA
CAMPO 1	66	6	620 W	3168	144	3312	2,05 MW
CAMPO 2	66	1	620 W	3168	24	3192	1,97 MW
CAMPO 3	60	11	620 W	2880	264	3144	1,95 MW
CAMPO 4	59	18	620 W	2832	432	3264	2,02 MW
TOTALE	251	36		12048	864	12912	8,005 MW

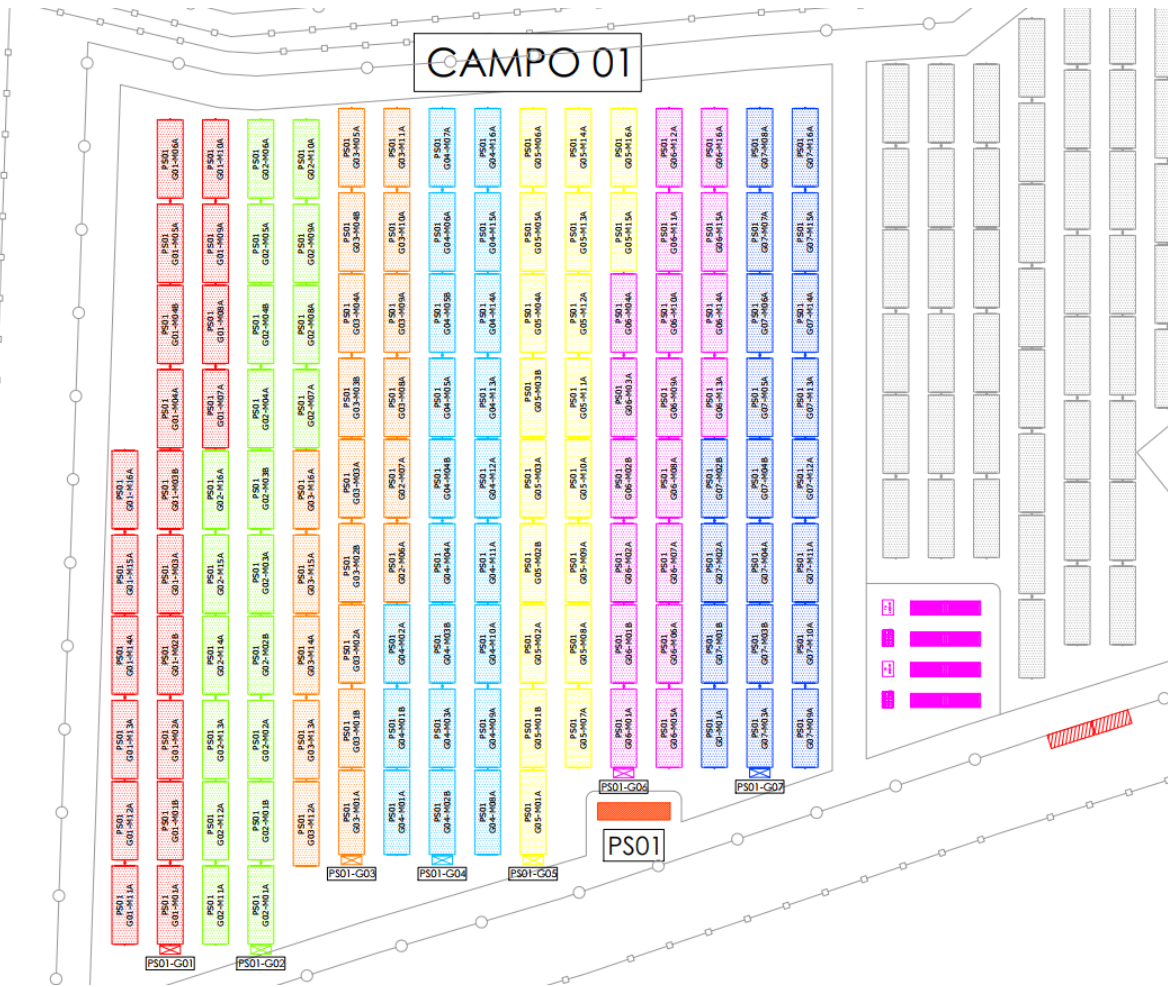
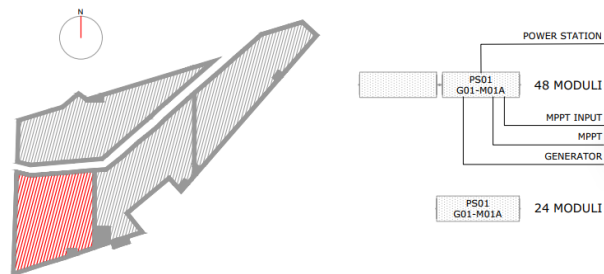


Figura 66: Layout stringhe campo 01

Tabella 6: Caratteristiche PS01

POWER STATION 01 - PS01					
GENERATORI	N° MODULI STRINGA	N° STRINGHE	N° MODULI	POTENZA MODULO	TOTALE POTENZA
01	24	20	480	620 W	297,6 kW
02	24	20	480	620 W	297,6 kW
03	24	20	480	620 W	297,6 kW
04	24	21	504	620 W	312,48 kW
05	24	19	456	620 W	282,72 kW
06	24	18	432	620 W	267,84 kW
07	24	20	480	620 W	297,6 kW
TOTALE	-	-	3312	-	2,05 MW



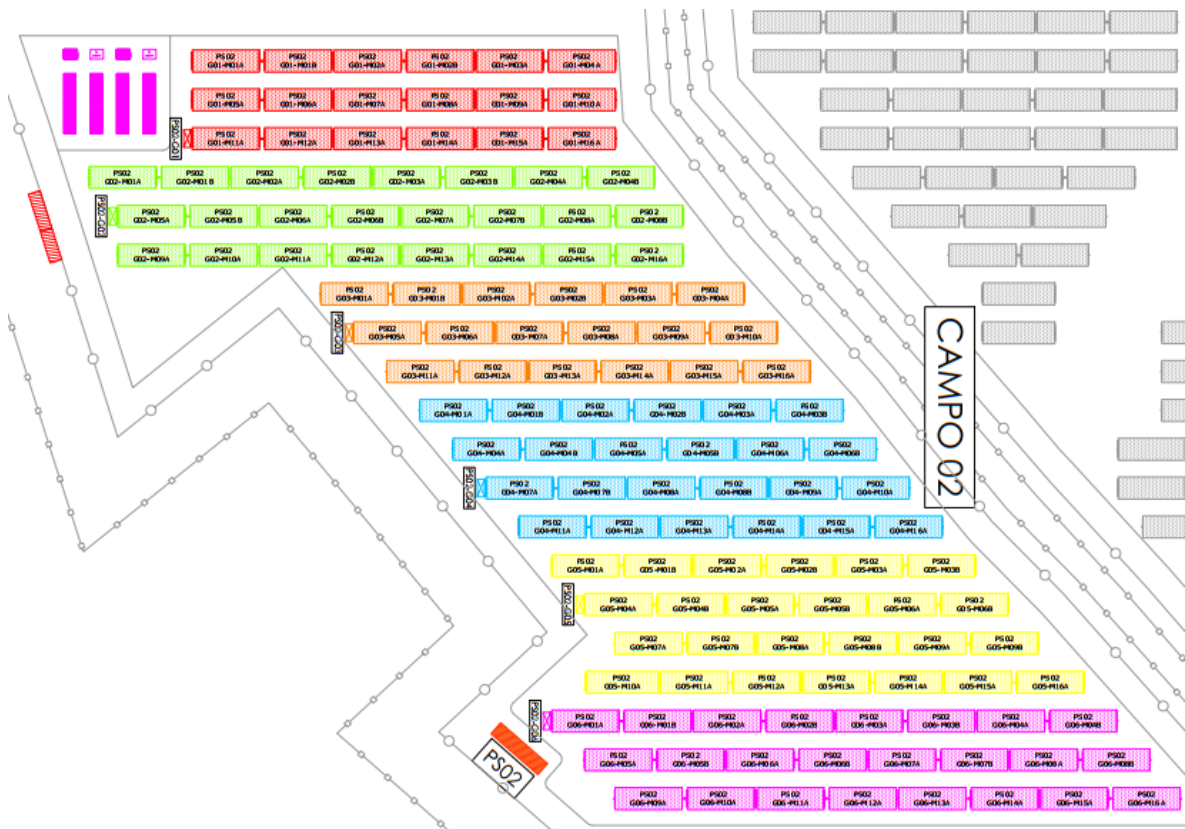
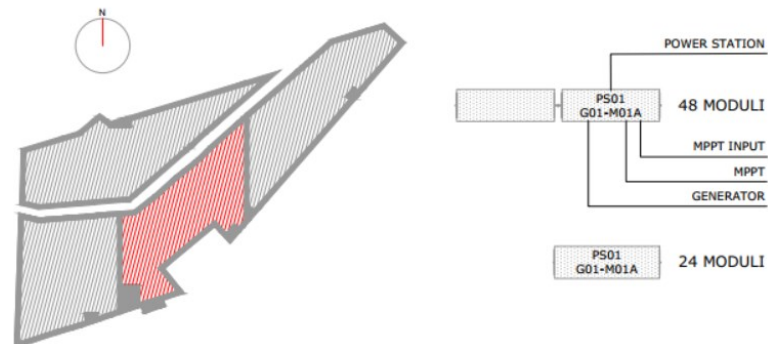


Figura 67: Layout stringhe campo 02

Tabella 7: Caratteristiche PS02

POWER STATION 02 - PS02					
GENERATORI	N° MODULI STRINGA	N° STRINGHE	N° MODULI	POTENZA MODULO	TOTALE POTENZA
01	24	18	432	620 W	267,84 kW
02	24	24	576	620 W	357,12 kW
03	24	18	432	620 W	267,84 kW
04	24	24	576	620 W	357,12 kW
05	24	25	600	620 W	372 kW
06	24	24	576	620 W	357,12 kW
TOTALE	-	-	3192	-	1,97 MW





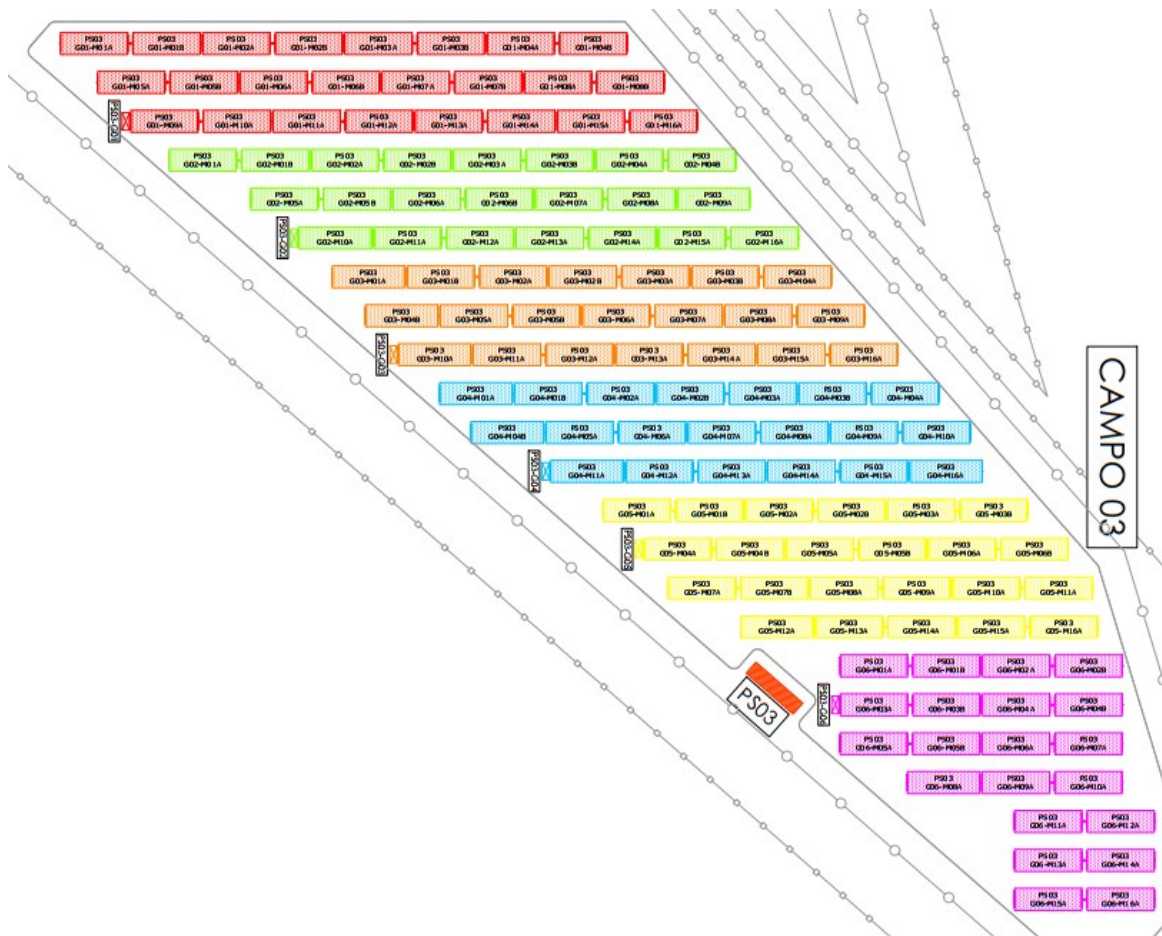
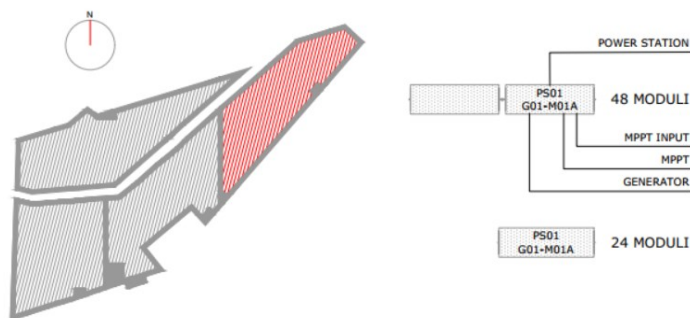


Figura 68: Layout stringhe campo 03

Tabella 8: Caratteristiche PS03

POWER STATION 03 - PS03					
GENERATORI	N° MODULI STRINGA	N° STRINGHE	N° MODULI	POTENZA MODULO	TOTALE POTENZA
01	24	24	576	620 W	357,12 kW
02	24	22	528	620 W	327,36 kW
03	24	21	504	620 W	312,48 kW
04	24	20	480	620 W	297,76 kW
05	24	23	552	620 W	342,24 kW
06	24	21	504	620 W	312,48 kW
TOTALE	-	-	3144	-	1,95 MW



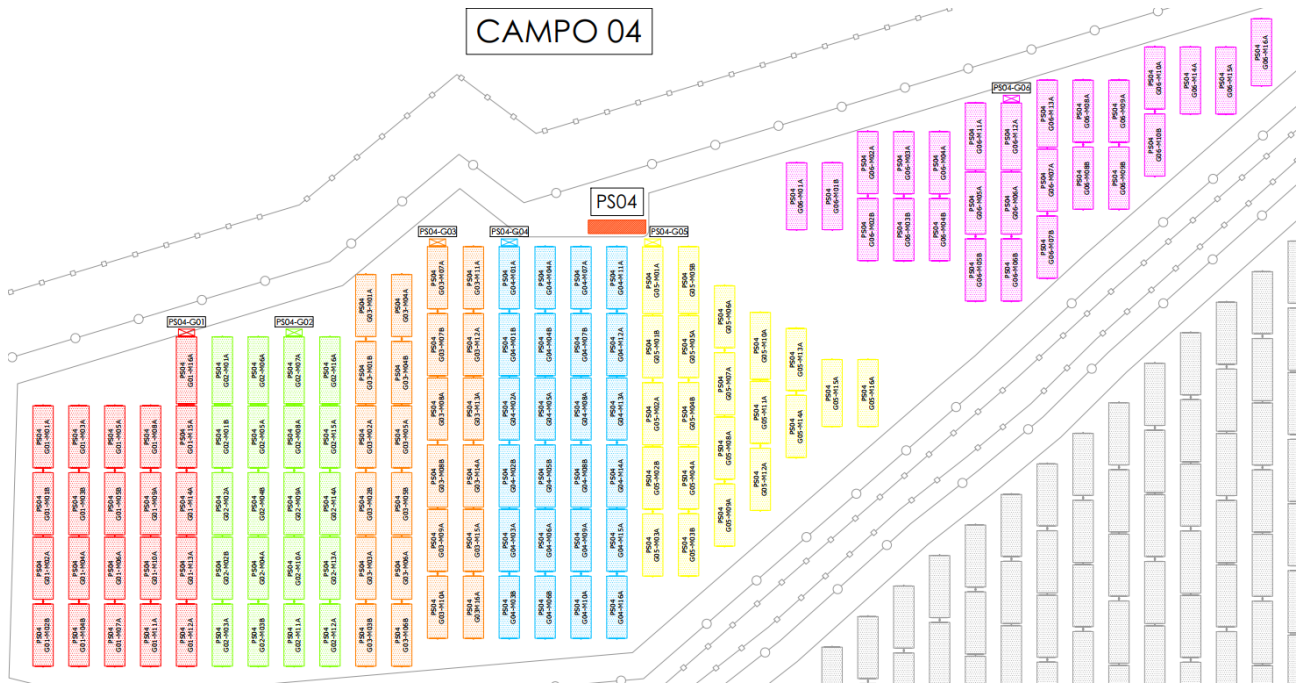
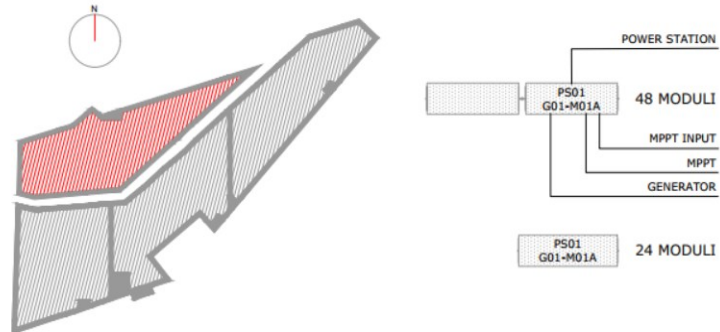


Figura 69: Layout stringhe campo 04

Tabella 9: Caratteristiche PS04

POWER STATION 04 - PS04					
GENERATORI	N° MODULI STRINGA	N° STRINGHE	N° MODULI	POTENZA MODULO	TOTALE POTENZA
01	24	21	504	620 W	342,24 kW
02	24	20	480	620 W	297,6 kW
03	24	24	576	620 W	357,12 kW
04	24	24	576	620 W	357,12 kW
05	24	21	504	620 W	342,24 kW
06	24	26	624	620 W	386,88 kW
TOTALE	-	-	3264	-	2,02 MW



#### **6.1.4 Media Tensione – Bassa Tensione**

Il trasformatore elevatore MT/BT è di tipo isolato in resina, selezionato in base alle potenze necessarie e alla disponibilità del mercato durante la fase di progettazione esecutiva. I trasformatori sono dotati di dispositivi di protezione elettromeccanica, come sensori di temperatura e relè Buchholtz, per garantire la sicurezza e il corretto funzionamento.

I quadri MT di tipo protetto sono installati all'interno delle cabine di conversione o di raccolta PS, con una tensione nominale fissata a 20 kV. Le cabine PS sono distribuite all'interno delle relative aree del campo agrivoltaico, mentre la cabina di consegna MT è collocata in prossimità del sistema di accumulo BESS e dell'ingresso all'impianto.

Il quadro MT delle PS è composto da più scomparti, configurati in base alle esigenze specifiche. Nella configurazione standard, i quadri includeranno tre celle MT per la protezione delle linee provenienti dai trasformatori e per gestire le partenze verso altre cabine di utenza.

I quadri MT all'interno delle PS sono quindi tipicamente composti da:

- Una cella di protezione per ogni trasformatore;
- Una cella di sezionamento per la partenza delle linee.

Il quadro MT di raccolta, invece, è più articolato e comprende:

- Due interruttori di linea relativi alle dorsali in arrivo dalle PCS del BESS, che fungeranno da dispositivo di interfaccia;
- Uno scomparto per la protezione del trasformatore dei servizi ausiliari;
- Uno scomparto per le misure;
- Una partenza linea MT 20 kV dotata di dispositivo generale e di ricalzo.

Tutti i quadri sono realizzati in lamiera d'acciaio con uno spessore minimo di 2 mm, saldata, ripiegata e opportunamente rinforzata. Sono inoltre completi di sbarre principali e di derivazione, dimensionate secondo i carichi previsti e le correnti di corto circuito. Per garantire la sicurezza del personale e l'efficienza delle apparecchiature, i quadri sono dotati di tutti gli interblocchi necessari per prevenire manovre errate.

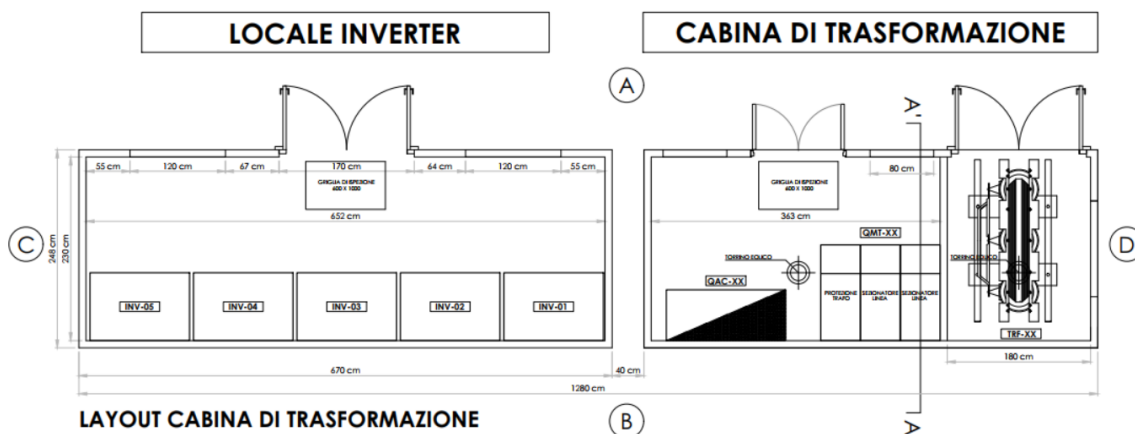
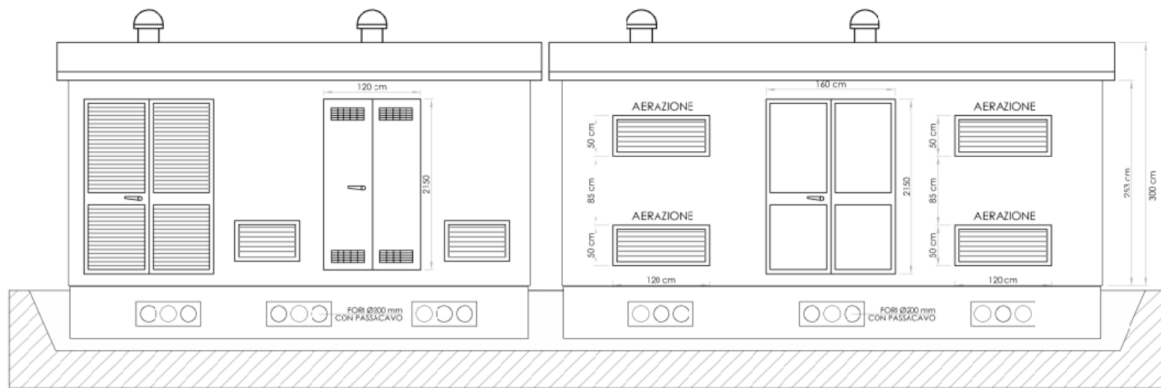


Figura 70: Layout cabina di trasformazione

Nel comparto BT vengono installate diverse apparecchiature fondamentali per il funzionamento dell'impianto, tra cui:

- Un trasformatore di tensione per i servizi ausiliari;
- Quadri BT per l'alimentazione dei servizi ausiliari, come forza motrice (F.M.), illuminazione, ausiliari quadri, ecc.;
- Quadri BT generali e di alimentazione specifici per il sottocampo corrispondente;
- Quadri BT per prese F.M., illuminazione, sistemi antintrusione, televisione a circuito chiuso (TVCC), ecc., relativi al sottocampo;

- Un pannello contatori per misurare l'energia attiva prodotta a valle della sezione inverter;
- Un sistema Uninterruptible Power Supply (UPS) o gruppo di continuità, per alimentare in modo continuo gli ausiliari degli inverter e le apparecchiature di monitoraggio dell'impianto;
- Sistemi di monitoraggio, controllo e comando relativi al sottocampo;
- Sistemi per il monitoraggio e controllo delle stazioni meteo del sottocampo;
- Un sistema per la trasmissione dei dati relativi al sottocampo.



*Figura 71: Tipico installazione interna power station*

### 6.1.5 Strutture vele

L'impianto è stato progettato utilizzando strutture di supporto di tipo tracker realizzate in materiale metallico zincato a caldo, come illustrato in Figura 72. I tracker sono dispositivi motorizzati progettati per inseguire il sole durante la giornata, orientando i moduli fotovoltaici in modo da massimizzare la raccolta dell'energia solare. Oltre a garantire un'elevata efficienza, queste strutture sono state progettate per assicurare resistenza e stabilità, anche in presenza di condizioni climatiche estreme, e per supportare in sicurezza il peso dei moduli.

I tracker sono disposti su file parallele, con una distanza adeguata a ridurre al minimo gli effetti degli ombreggiamenti tra i moduli. Durante la fase di progettazione esecutiva saranno perfezionate tutte le scelte relative alla tipologia, all'orientamento, all'interdistanza, all'altezza e alla distribuzione delle strutture.

Sono previste due tipologie principali di tracker, come evidenziato nel layout: di tipo A che ospitano fino a 48 moduli e di tipo B con 24 moduli. Entrambe garantiscono un'inclinazione variabile, ottimizzata per seguire il percorso del sole durante tutto l'anno e garantire il massimo rendimento energetico.

Questa diversificazione tra le due tipologie di tracker consente di adattare il design dell'impianto alle caratteristiche del sito e agli obiettivi progettuali. Inoltre, particolare attenzione è stata posta alla continuità delle attività agricole sul terreno. Grazie alla struttura rialzata e alla disposizione intelligente dei tracker, si favorisce l'integrazione agrivoltaica minimizzando l'impatto delle strutture sull'attività agricola.

L'impianto ospita 251 strutture da 48 moduli e 36 da 24 per un totale di 12.912 moduli e una potenza totale di 8,005 MW.

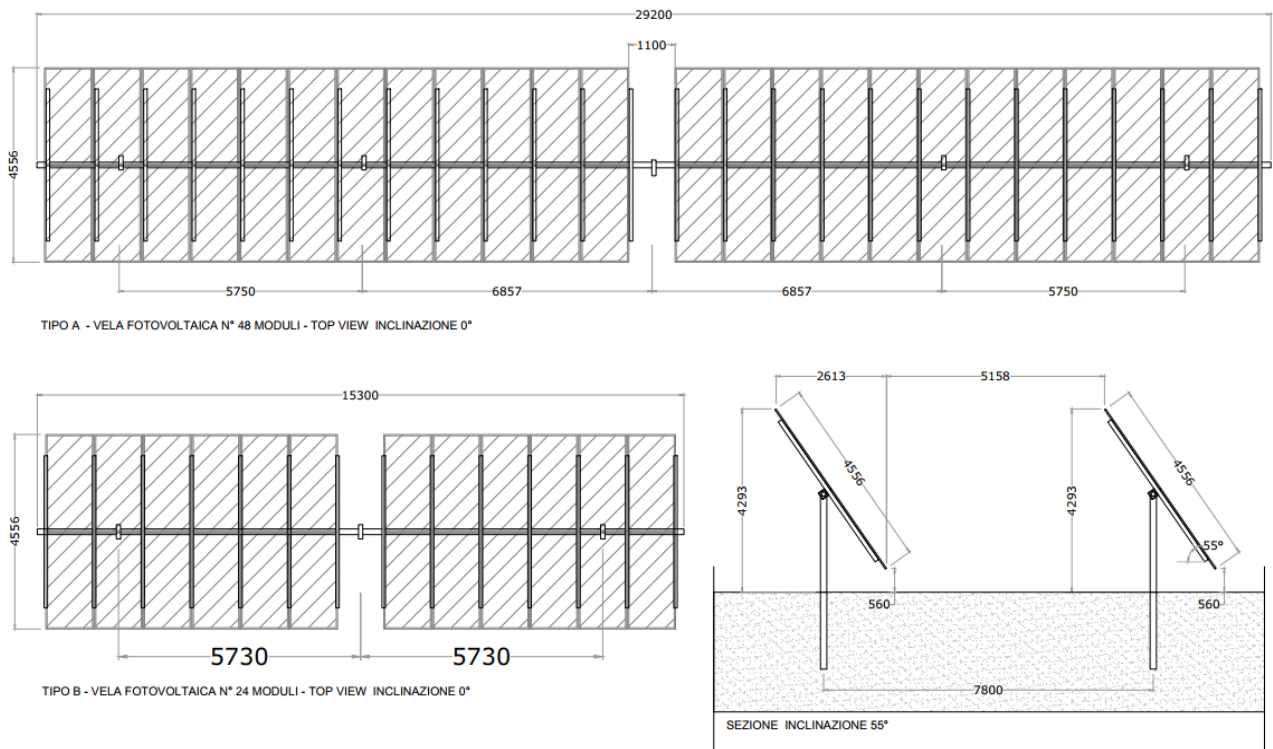


Figura 72: Strutture vele

## 6.1.6 Cavi

### Cavi solari di stringa

Sono definiti cavi solari di stringa i cavi che collegano le stringhe ai quadri di parallelo (string boxes) e hanno una sezione variabile da 6 a 10 mm<sup>2</sup> (in funzione della distanza del collegamento). Questi cavi vengono alloggiati all'interno del profilato della struttura e interrati per brevi tratti (dalla fine di un lato della struttura fino alla relativa string box). I cavi sono del tipo H1Z2Z2-K (con conduttori in rame) indicati per le interconnessioni dei vari elementi degli impianti. Si tratta di cavi unipolari flessibili con tensione nominale 1500 V DC per impianti agrivoltaici con isolanti e guaina in mescola reticolata a basso contenuto di alogeni testati per durare più di 25 anni. Sono adatti per l'installazione fissa all'esterno ed all'interno, senza protezione o entro tubazioni in vista o incassate oppure in sistemi chiusi similari, e sono resistenti all'ozono secondo EN50396, ai raggi UV secondo HD605/A1. Inoltre, sono testati per durare nel tempo secondo la EN 60216.

Le condizioni di posa sono: temperatura minima di installazione e maneggio -40 °C; massimo sforzo di tiro 15 N/mm<sup>2</sup> e raggio minimo di curvatura per diametro del cavo D (in mm) 4D.

### Cavi bassa tensione

Sono definiti cavi BT, i cavi che collegano gli inverter ai quadri di parallelo AC e hanno una sezione variabile da 70 a 400 mm<sup>2</sup> (in base alla corrente in uscita dall'inverter, dal numero e dalla distanza quadro AC). Sono posati entro cavidotto (tubi corrugati) o con adeguata protezione meccanica tale da consentire la posa direttamente interrata. La posa dei cavi è prevista ad una profondità minima di 0.8-1,2 m e in formazione. I cavi sono del tipo AR16R16 in alluminio indicati per linee di distribuzione a bassa tensione. Si tratta di cavi unipolari flessibili con tensione nominale 0,6/1 kV per impianti in bassa tensione con isolanti e guaina in mescola reticolata testati per durare più di 25 anni. Questi cavi sono adatti per l'installazione fissa all'esterno ed all'interno, senza protezione o entro tubazioni in vista o incassate oppure in sistemi chiusi similari. Inoltre, sono testati per durare nel tempo secondo la EN 50575.

Le condizioni di posa sono: temperatura minima di installazione e maneggio -15°C; Massimo sforzo di tiro 50 N/mm<sup>2</sup> e raggio minimo di curvatura per diametro del cavo D (in mm) 6D.

### **Cavi dati**

Costituiscono i cavi di trasmissione dati riguardanti i vari sistemi (agrivoltaico, stazioni meteo, antintrusione, videosorveglianza, contatori, apparecchiature elettriche, sistemi di sicurezza, connessione verso l'esterno, ecc.). Le tipologie di cavo sono le seguenti: cavo RS485 per tratte di cavo di lunghezza limitata; cavo in fibra ottica per i tratti più lunghi.

### **Cavi MT**

I cavi MT (di progetto 20 kV) collegano le PSs relative ai campi agrivoltaici al sistema BESS fino alla cabina di raccolta MT 20 kV, ubicata all'interno del limite dell'impianto. Da lì l'energia sarà vettoriata fino alla stazione di trasformazione RTN 20/220 kV.

I cavi, all'interno del perimetro dell'impianto, sono posati entro cavidotto o con adeguata protezione meccanica tale da consentire la posa direttamente interrata. La posa dei cavi è prevista ad una profondità minima di 0.8-1,2 m e in formazione a trifoglio. È prevista la posa di ball marker per individuare il percorso dei cavi, i giunti, le interferenze con altri sottoservizi ed i cambi di direzione.

Le principali caratteristiche tecniche dei cavi MT a 20 kV sono riportate qui di seguito.

*Tabella 10: Caratteristiche cavi MT*

<b>Tipo</b>	Unipolare/Tripolare ad elica visibile
<b>Materiale conduttore</b>	Alluminio
<b>Materiale isolante</b>	XLPE
<b>Schermo metallico</b>	Alluminio
<b>Guaina esterna</b>	PE resistente all'urto (Adatti alla posa direttamente interrata)
<b>Tensione nominale (U<sub>0</sub>/U/Um)</b>	18/30/36kV
<b>Frequenza nominale</b>	50 Hz
<b>Sezione</b>	95/400 mmq



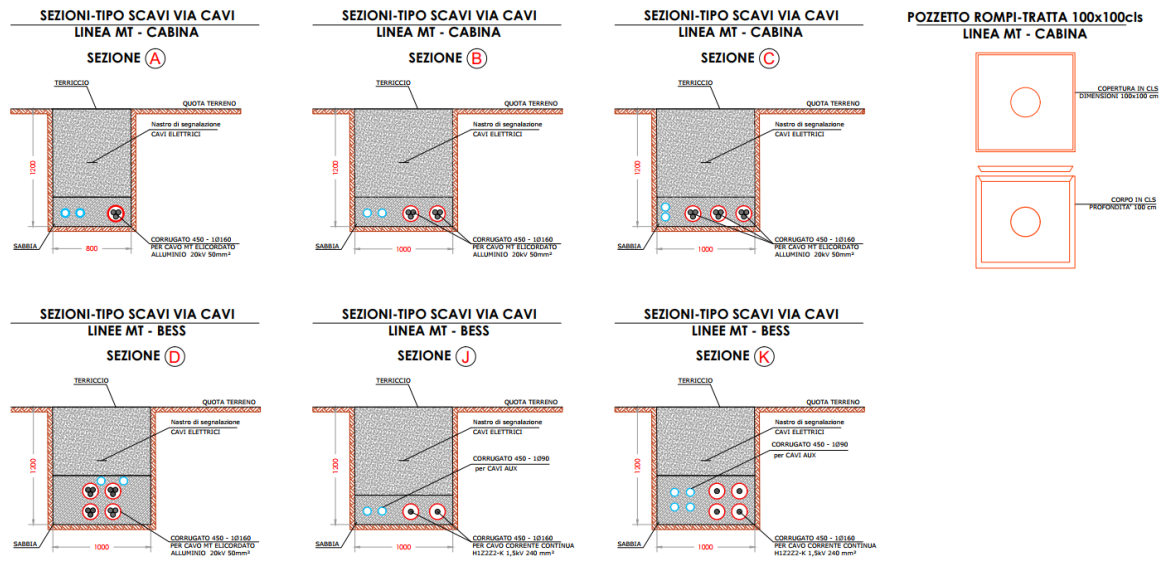


Figura 73: Sezioni via cavi MT

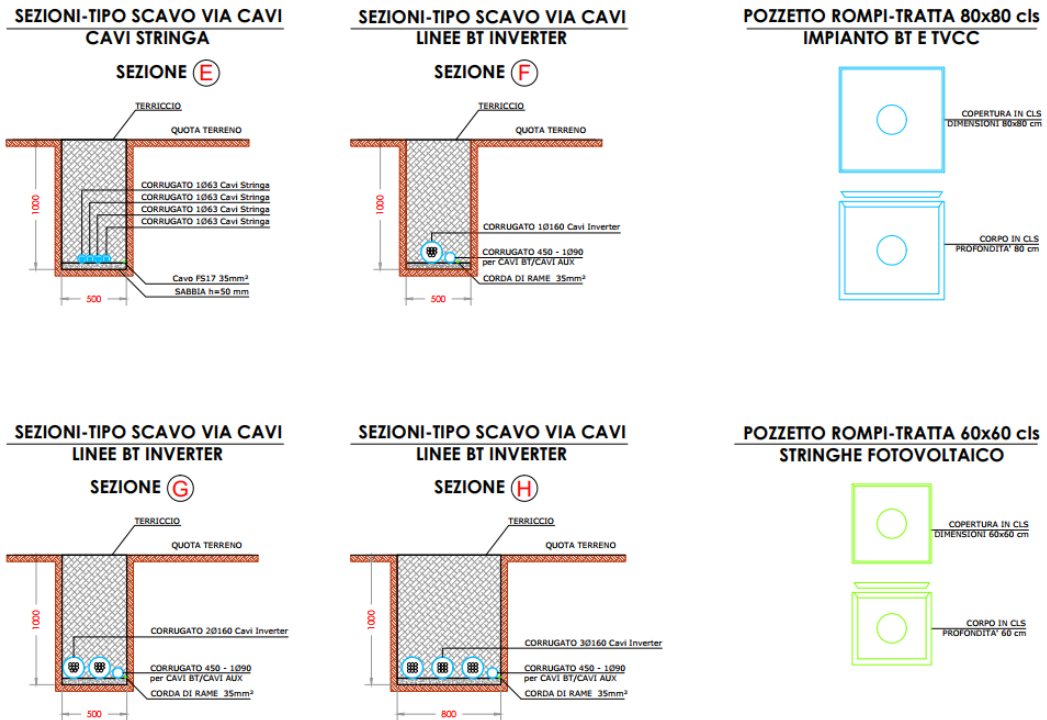


Figura 74: Sezioni via cavi BT - Stringhe

## **6.1.7 Misure di protezione e sicurezza**

### **Protezione contro il corto circuito**

Per la parte di rete in corrente continua, in caso di corto circuito la corrente è limitata a valori di poco superiori alla corrente dei moduli fotovoltaici, a causa della caratteristica corrente/tensione dei moduli stessi. Tali valori sono dichiarati dal costruttore. A protezione dei circuiti è presente all'interno dell'inverter un interruttore CC integrato con spegnimento automatico in caso di guasti. Nella parte in corrente alternata la protezione è realizzata da un dispositivo limitatore contenuto all'interno dell'inverter stesso.

### **Misure di protezione contro i contatti diretti**

La protezione dai contatti diretti è assicurata dall'utilizzo di prodotti con marcatura CE (secondo la direttiva CEE 73/23); da utilizzo di componenti con adeguata protezione meccanica (IP) e collegamenti elettrici effettuati mediante cavi rivestiti con guaine esterne protettive, con adeguato livello di isolamento e alloggiati in condotti portacavi idonei in modo da renderli non direttamente accessibili (quando non interrati).

### **Misure di protezione dalle scariche atmosferiche**

L'installazione dell'impianto agrivoltaico, con strutture omogenee e di altezza contenuta, non modifica il profilo verticale dell'area e non aumenta sensibilmente il rischio di fulminazione diretta. Per proteggere dalle fulminazioni dirette, sarà realizzata una rete di terra per garantire l'equipotenzialità delle masse.

Per la fulminazione indiretta, i fulmini nelle vicinanze possono causare disturbi elettromagnetici e sovratensioni che potrebbero danneggiare i componenti dell'impianto. Per prevenirli, gli inverter dispongono di sistemi di protezione da sovratensioni sia in corrente continua (CC) che in alternata (CA). Inoltre, la protezione è ulteriormente migliorata con l'installazione di idonei Surge Protective Devices (scaricatori di sovratensione - SPD) nella sezione in corrente continua per mitigare i rischi di sovratensioni.

## **Trasformatori**

I trasformatori dell'impianto, che si dividono in trasformatori elevatori delle singole unità di conversione e trasformatore ausiliario, avranno isolamento in resina.

### **6.1.8 Sistemi Ausiliari**

#### **Sistema di sicurezza e sorveglianza**

L'impianto di videosorveglianza è dimensionato per coprire i perimetri recintati dell'impianto. Il sistema sarà di tipo integrato ed utilizza:

- Telecamere per vigilare l'area della recinzione, accoppiate a lampade a luce infrarossa per assicurare una buona visibilità notturna;
- Telecamere tipo DOME (a cupola) nei punti strategici e in corrispondenza delle cabine/PS;
- Cavo microfónico su recinzione o in alternativa barriere a microonde installate lungo il perimetro, per rilevare eventuali effrazioni o in alternativa sensori interrati;
- Rivelatori volumetrici da esterno in corrispondenza degli accessi (cancelli di ingresso) e delle cabine/PS e da interno nelle cabine e/o container;
- Sistema d'illuminazione vicino le cabine a LED o luce alogena ad alta efficienza, da utilizzare come deterrente.

Nel caso sia rilevata un'intrusione l'illuminazione relativa a quella cabina viene attivata. L'impianto è dotato di sistema di controllo e monitoraggio centralizzato tale da permettere la visualizzazione in ogni istante delle immagini registrate, eventualmente anche da remoto e l'archiviazione dei dati avviene mediante salvataggio su Hard Disk o Server.

## 6.2 Battery Energy Storage System – BESS

Ciascun BESS è costituito da molteplici rack battery e, ciascun rack battery risulta a sua volta composto da moduli di batterie agli ioni di litio. Questo sistema è collocato all'interno di un container, con capacità di accumulo di 4 MWh per ciascun container. Il monitoraggio e il controllo dello stato del sistema di accumulo saranno svolti dal sistema BESS rio unit il quale si interfacerà con i vari BESS PLC controller.

Ciascun convertitore statico, Power Conversion System (PCS), è costituito da ponti bidirezionali reversibili, che adoperano Insulated Gate Bipolar Transistor (IGBT). Essendo le batterie adottate caratterizzate da ampie escursioni di tensione, per l'azionamento vengono impiegati convertitori bidirezionali AC/DC.

In dettaglio le PCS sono equipaggiate con:

- Quadro di conversione bidirezionale AC/DC, costituito da:
  - Induttanze e condensatori di spianamento;
  - Filtro LC (Induttanza-Capacità) di rete lato AC;
  - Filtri Radio-Frequency-Interference (RFI) per la soppressione dei disturbi elettromagnetici.
- Quadro BESS SCADA, contenente il sistema di supervisione, controllo e monitoraggio delle PCS, capace inoltre di interfacciarsi con il sistema BESS PLC controller del sistema di accumulo, garantendo in questo modo il corretto e sicuro funzionamento del sistema stesso.
- Quadro per l'alimentazione dei servizi ausiliari dei quadri di conversione (es. alimentazione sistemi di comando e controllo, condizionamento etc);
- Sistemi di apparecchiature di manovra e protezione (interruttori, fusibili, etc), e dispositivi di sicurezza (antincendio, etc).

All'interno di ciascuna PCS è installato un trasformatore BT/MT con doppio secondario (0,6/20 kV).

Le regolazioni di potenza attiva e reattiva in assorbimento ed in erogazione verso la rete avvengono all'interno della curva di capability (P-Q) del PCS e nel rispetto delle limitazioni/blocchi provenienti dal sistema BESS SCADA.

Ad ogni PCS sono collegati quattro containers di accumulo.

Si riporta qui di seguito la curva di capability (P, Q) per la soluzione attualmente considerata:

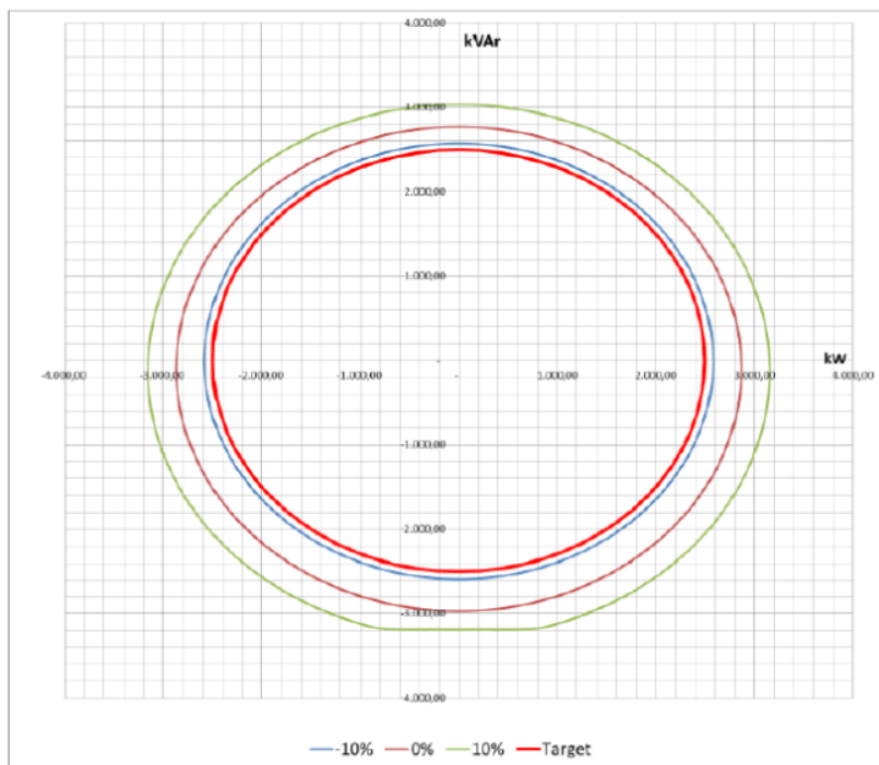


Figura 75: Curva di Capability (P-Q)

## 6.2.1 Container

I container considerati in questa fase progettuale, per lo stoccaggio delle batterie al litio e destinati al contenimento degli apparati di potenza hanno le seguenti dimensioni (LxWxH) 12.300 x 2.440 x 2.900 mm, il cui peso (completamente equipaggiato) ,è inferiore a 30 t. La temperatura interna sarà costantemente monitorata per garantire le corrette condizioni di lavoro di tutte le apparecchiature.

Si riportano qui di seguito le caratteristiche principali:

- Struttura metallica in acciaio, larghezza 5 mm per i quattro montanti angolari e 2 mm per i restanti;
- I blocchi angolari sono basati su standard ISO per consentire un facile trasporto e sollevamento con normali macchinari;
- Superficie esterna ricoperta da una vernice anti-corrosione e la colorazione finale sarà RAL 9010;
- Pareti divisorie interne;
- Ogni stanza sarà equipaggiata con porte stagne antipanico;
- Supporto per manuali, inverter, porta batterie;
- Prese elettriche a servizio della distribuzione interna;
- Illuminazione ordinaria e di emergenza;
- Unità di raffreddamento per la gestione termica dei rack batterie;
- Sistema di allarme dotato di segnalazione ottica acustica-anomalie;
- Sistema di segnalazione e soppressione rivelazione incendi, basato su gas inerte.

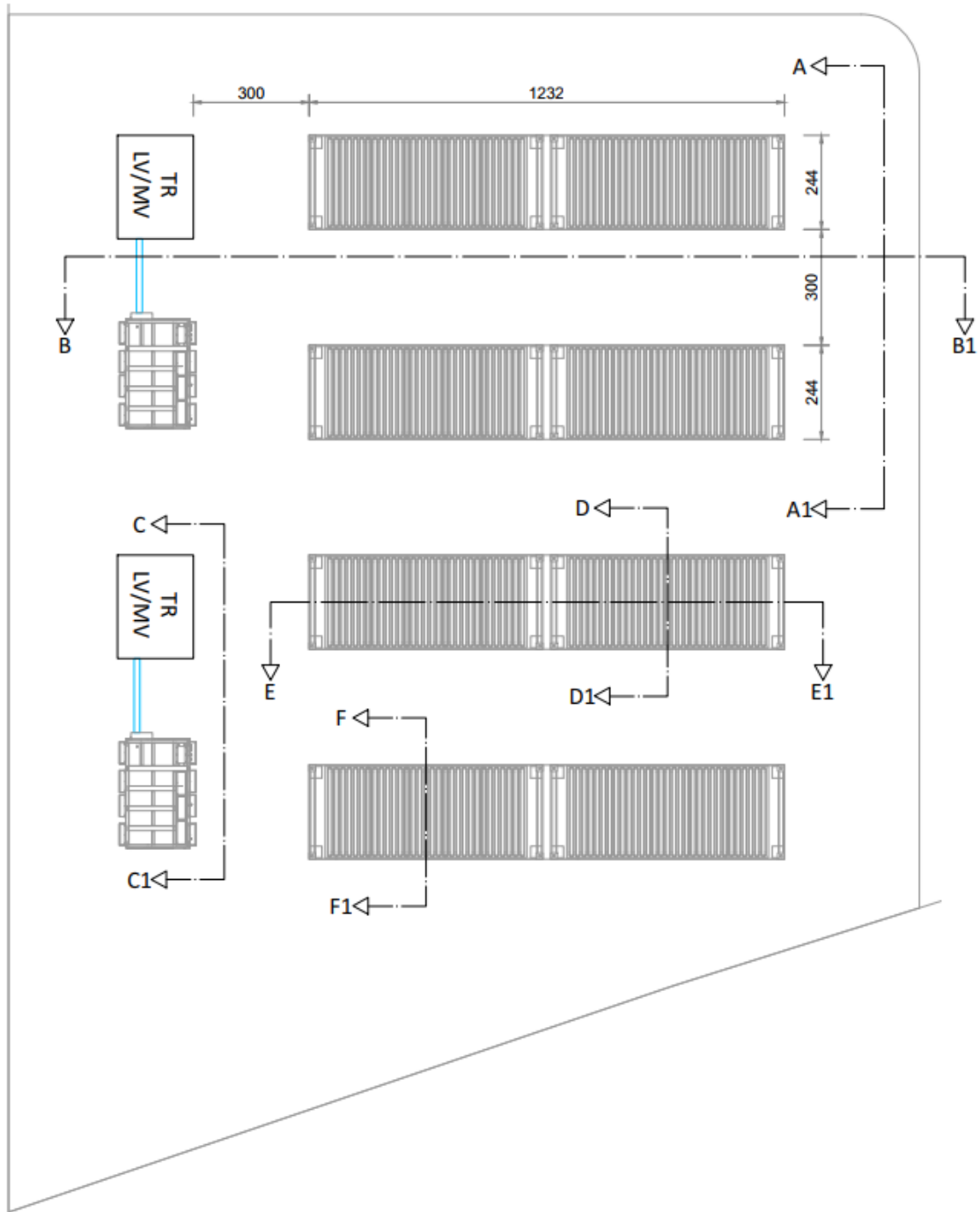
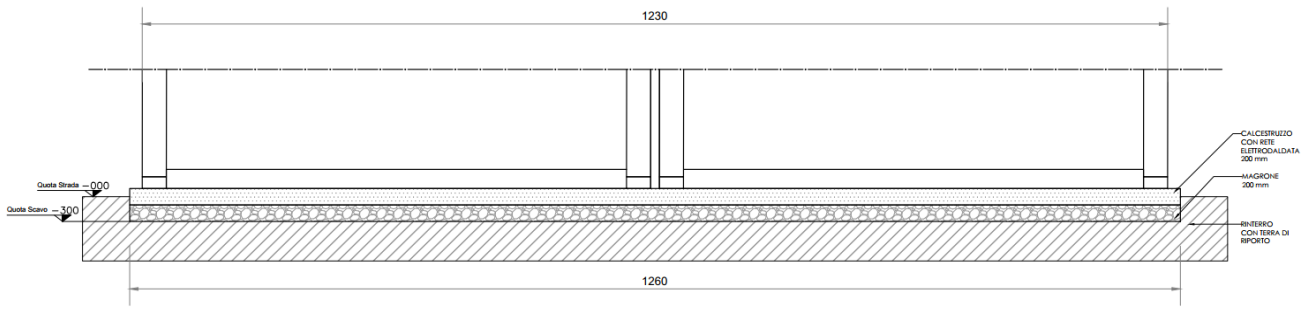
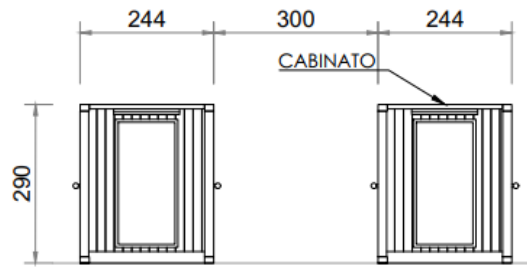
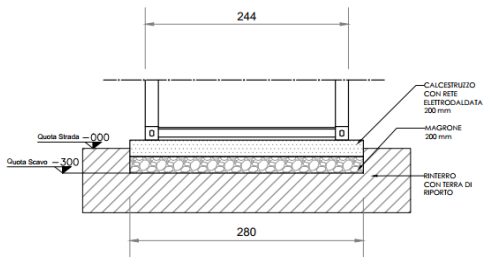


Figura 76: Pianta container storage

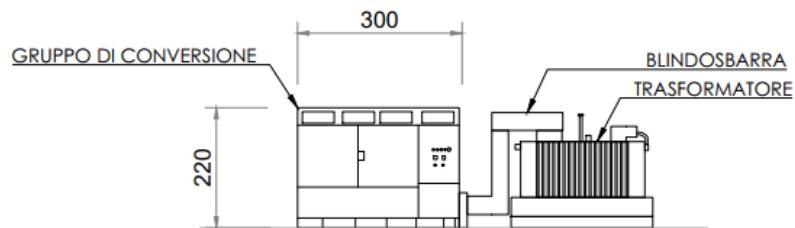
PLATEA DI FONDAZIONE SEZIONE E-E1



PLATEA DI FONDAZIONE SEZIONE D-D1

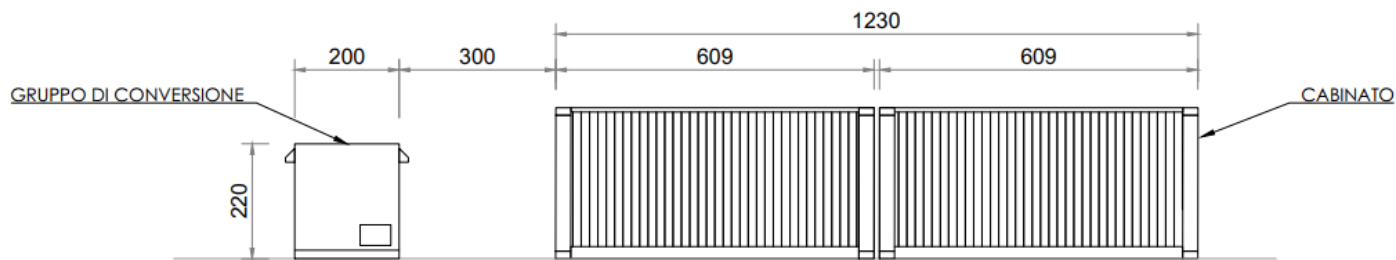


VISTA A-A1

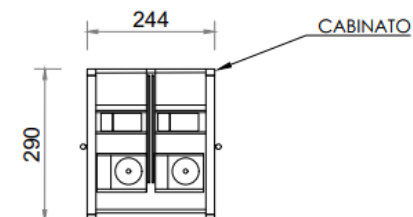


VISTA C-C1





VISTA B-B1



VISTA F-F1

Figura 77: Particolari indicativi containers

## 6.2.2 Cavi

### Cavi DC

Questi cavi collegano i quadri di parallelo DC dei container batteria agli inverter e hanno una sezione da  $240 \text{ mm}^2$  per ogni polo. I cavi DC vengono interrati all'interno di corrugati di dimensioni opportune e solo in alcuni brevi tratti potranno essere posati all'interno di canaline o passerelle.

I cavi sono del tipo H1Z2Z2 (rame o alluminio) indicati per interconnessioni dei vari elementi in corrente conti. Si tratta di cavi unipolari flessibili con tensione nominale 1500 V CC con isolanti e guaina in mescola reticolata testati per durare più di 25 anni. Sono adatti per l'installazione fissa all'esterno ed all'interno, senza protezione o entro tubazioni in vista o incassate oppure in sistemi chiusi similari. Inoltre, sono testati per durare nel tempo 25 anni secondo la EN 50575.

Le condizioni di posa sono temperatura minima di installazione e maneggio  $-15^\circ\text{C}$ , massimo sforzo di tiro  $50 \text{ N/mm}^2$  e raggio minimo di curvatura per diametro del cavo D (in mm)  $4D$ .

## **Cavi Dati**

Le tipologie di cavo possono essere le seguenti:

- Cavo RS485 per tratte di cavo di lunghezza limitata;
- Cavo in fibra ottica per i tratti più lunghi.

## **Cavi MT**

Questi cavi, di progetto 20 kV collegano i gruppi di conversione del sistema BESS alla cabina di Consegna MT 20 kV, ubicata all'interno del limite dell'impianto. Da lì l'energia accumulata è vettoriata fino alla stazione di trasformazione RTN "Rocca Priora".

I cavi, all'interno del perimetro dell'impianto, vengono posati entro cavidotto o con adeguata protezione meccanica tale da consentire la posa direttamente interrata. La posa dei cavi è prevista ad una profondità minima di 0.8-1,2 m. È prevista la posa di ball marker per individuare il percorso dei cavi, i giunti, le interferenze con altri sottoservizi ed i cambi di direzione. Le caratteristiche tecniche dei cavi MT a 20 kV sono riportate in Tabella 10.

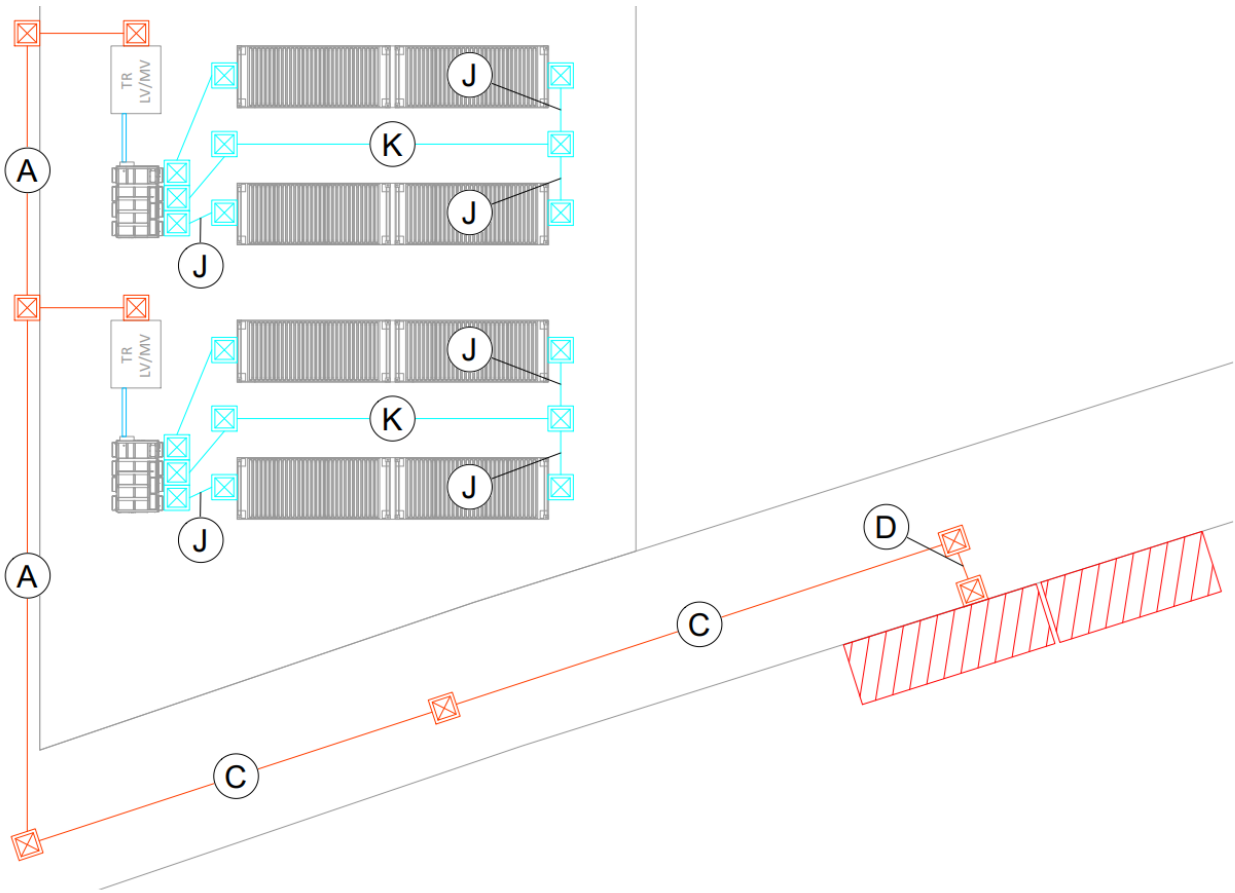


Figura 78: Via cavi BESS

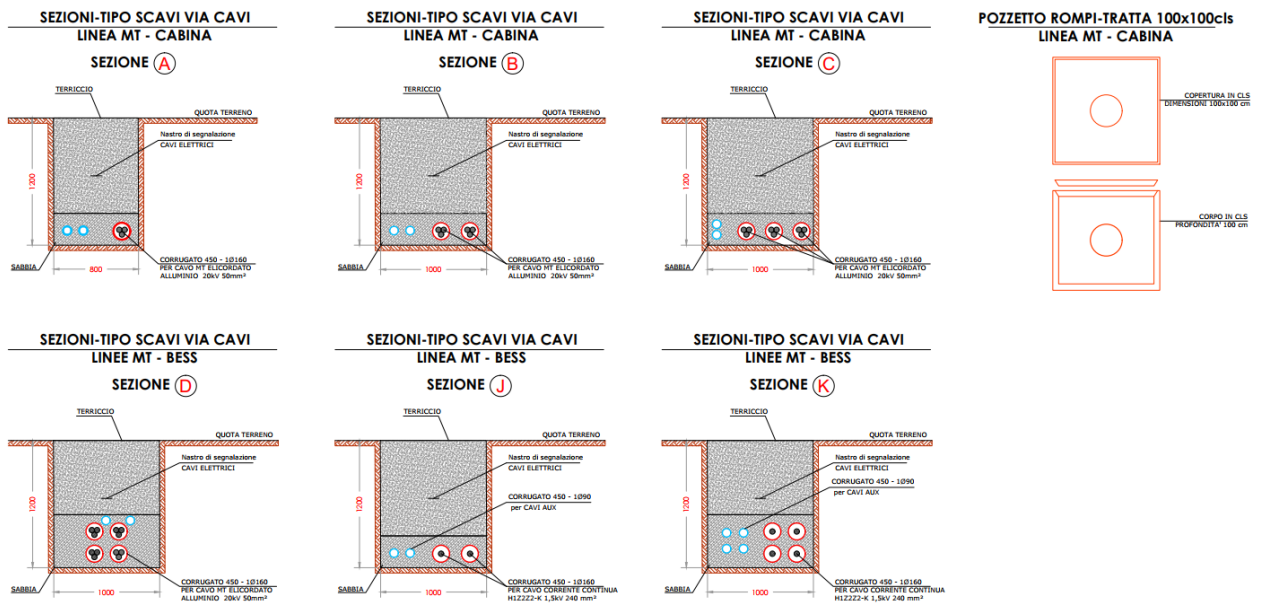


Figura 79: Sezioni via cavi BESS

### 6.2.3 Quadro MT

I quadri MT, di tipo protetto, sono installati all'interno della cabina di raccolta in prossimità del BESS. La tensione nominale per tutti è fissata a 20 kV. Le cabine di trasformazione PSC del sistema BESS sono installate all'esterno in prossimità di ogni sistema di conversione.

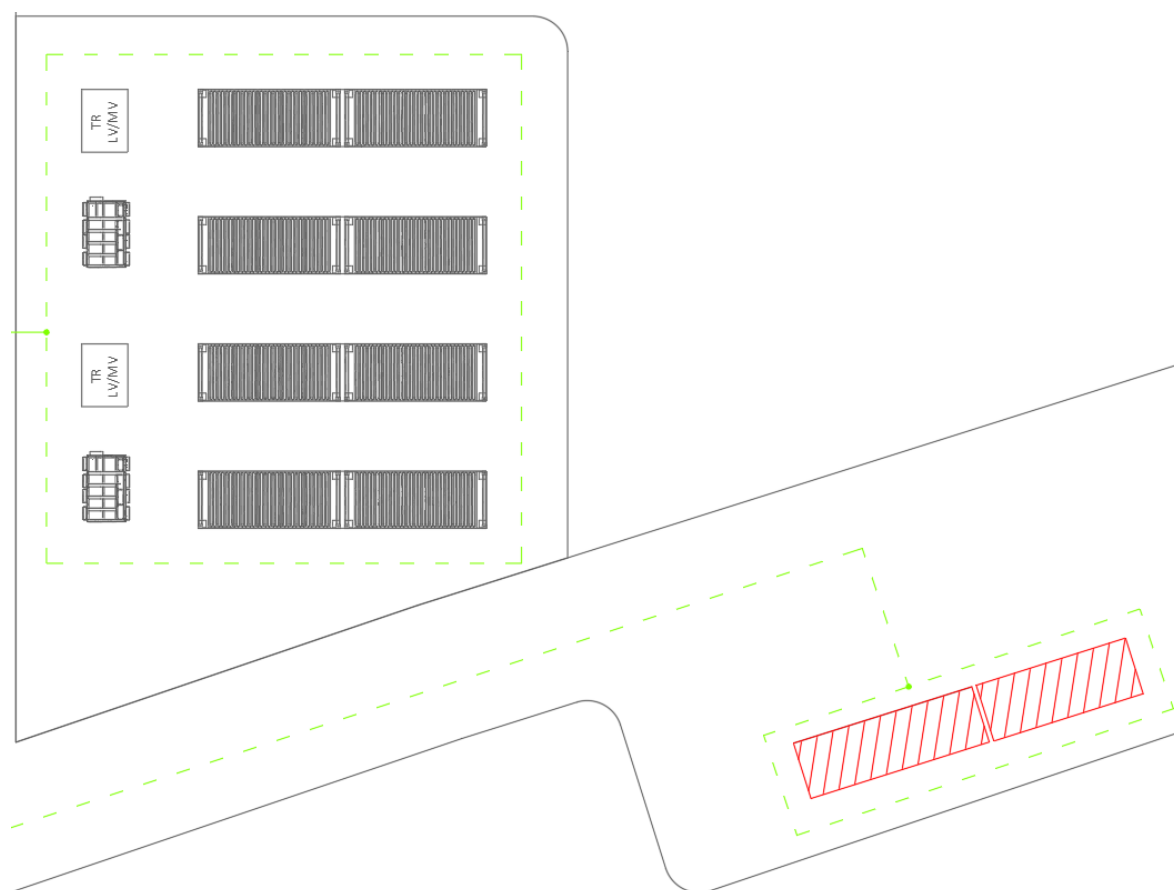
Il quadro MT di raccolta è composto da:

- N°2 interruttori di linea relativi alle dorsali in arrivo dalle PCS del BESS;
- Scomparto per la protezione del trasformatore dei servizi ausiliari;
- Scomparto misure;
- Partenza linea MT 20 kV - dispositivo generale e di ricalzo;

I quadri sono in esecuzione da interno, di tipo protetto, realizzati in lamiera d'acciaio con spessore minimo 2 mm, saldata, ripiegata e rinforzata opportunamente, saranno completi di sbarre principali e di derivazione dimensionate secondo i carichi e le correnti di corto circuito. Nei quadri vengono inseriti tutti gli interblocchi necessari per prevenire errate manovre, che possano compromettere l'efficienza delle apparecchiature e la sicurezza del personale addetto all'esercizio dell'impianto.

## 6.2.4 Impianto di messa a terra

Gli impianti di terra sono progettati in conformità alle prescrizioni della norma CEI 99-3 (CEI EN50522) "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV" ed i parametri presi in considerazione per il loro dimensionamento saranno quelli forniti dal gestore di rete (valore della corrente di guasto, durata del guasto).



LEGENDA	
SIMBOLO	DESCRIZIONE
	CAVO RAME FS17 16 mm <sup>2</sup>
	CORDA DI RAME NUDA FS17 35 mm <sup>2</sup>

Figura 80: Impianto di terra BESS

## **6.3 Elettrodotta**

Il presente capitolo fornisce la descrizione generale del progetto definitivo del collegamento dell'impianto di generazione alla rete elettrica MT di e-distribuzione, con tensione nominale 20 kV.

Il tracciato è stato studiato in armonia con quanto dettato dall'art. 121 del T.U. 11 dicembre 1933 n. 1975, comprendendo le esigenze di pubblica utilità dell'opera con gli interessi sia pubblici che privati.

Nella definizione del tracciato e nella scelta della collocazione tecnica del nuovo collegamento si è tenuto conto principalmente dei seguenti fattori:

- posizione delle linee esistenti;
- posizione e configurazione dell'impianto di connessione;
- minimizzare la costruzione di nuovi elettrodotti;
- ottimizzare i collegamenti elettrici utilizzando, per quanto possibile, tracciati più brevi, salvaguardando allo stesso tempo eventuali presenze di zone antropizzate;
- minimizzare l'impatto ambientale e le interferenze;
- rispetto delle distanze da opere interferenti.

### **6.3.1 Tracciato degli elettrodotti**

L'impianto di generazione sarà collegato alla rete elettrica di distribuzione con tensione 20 kV, mediante realizzazione di una cabina di consegna collegata in antenna alla cabina primaria AT/MT di Rocca Priora (DJ001384115), tramite linea interrata in cavo MT a 20 kV.

L'elettrodotta, a partire dalla cabina di consegna che sarà posizionata in prossimità del campo fotovoltaico nel Comune di Falconara Marittima in via Poiole (Fig. 7, Part. 29), si dirama sulla stessa via Poiole, sulla SP76 (via Clementina) e sulla strada statale Adriatica SS16 fino ad arrivare al punto di connessione all'interno della Cabina Primaria AT/MT di Rocca Priora, sita lungo la SS16 (Fig. 1, Part. 114).

Le due estremità della nuova linea MT sono quindi individuate rispettivamente dalla “Cabina di consegna” e dalla cabina primaria AT/MT Rocca Priora, le cui coordinate WGS84 sono riportate in Tabella 11.

Tabella 11: Coordinate punto di connessione e Cabina di consegna

Punto	Latitudine	Longitudine
Punto di connessione (CP Rocca Priora)	43.644204	13.362314
Cabina di consegna	43.634700	13.348860



Figura 81: Tracciato delle opere di connessione

L'elettrodotto in progetto attraversa e/o fiancheggia le infrastrutture riportate nella Tabella 12 che segue. La localizzazione delle opere è riportata nella Figura 81.

*Tabella 12: Elenco infrastrutture*

<b>Numero</b>	<b>Denominazione</b>	<b>Tipo infrastruttura</b>
1	Via Poiole	Strada locale
2	SP76	Strada extraurbana secondaria
3	SS16	Strada extraurbana secondaria

Il tracciato prevede l'attraversamento di tre fossi, individuati in Fig. n. L'attraversamento dei fossi indicati con le lettere A e C è previsto mediante fissaggio del cavidotto sulla soletta dei rispettivi ponti; anche l'attraversamento del fosso indicato con la lettera C, in prossimità dell'incrocio tra la SS16 e la SP76 è previsto mediante fissaggio del cavidotto sulla soletta del ponte esistente. Tuttavia, qualora si riscontrassero problematiche tecniche potrebbe venire previsto l'attraversamento mediante utilizzo di tecnologie come trivellazione orizzontale controllata - TOC o spingi tubo.

### **6.3.2 Caratteristiche tecniche dell'elettrodotto**

L'inserimento in rete dell'impianto di generazione avviene mediante la costruzione di una cabina di consegna MT collegata in antenna da cabina primaria AT/MT Rocca Priora. L'impianto di rete per la connessione diventerà parte integrante della rete elettrica di distribuzione e sarà realizzato, gestito, esercito e mantenuto da e-distribuzione.

La cabina di consegna sarà collegata al rispettivo punto di connessione mediante posa di cavo tripolare ad elica visibile per posa interrata con conduttori in alluminio (ARE4H1RX 12/20 kV) di sezione 3 x 1 x 185 mm<sup>2</sup>. I cavi sono posizionati entro cavidotti. Per cavidotto si intende il tubo (o l'insieme di tubi) destinato ad ospitare i cavi di media tensione, compreso il regolare ricoprimento della trincea di posa (reinterro), gli elementi di



segnalazione e/o protezione (nastro monitor, cassette di protezione o manufatti in cls.) e le eventuali opere accessorie (quali pozzetti di posa/ispezione, chiusini etc...).

La profondità minima di posa dei tubi deve essere tale da garantire almeno un metro misurato dall'estradosso superiore del tuo. I cavidotti saranno realizzati con tubazioni di corrugato a doppia parete di diametro pari a 160 mm. Al di sopra dei cavidotti ad almeno 0,2 m dall'estradosso del tubo stesso, dovrà essere collocato il nastro monitor con la scritta "cavi elettrici".

Una volta completata la posa dei tubi, verificata la continuità e l'allineamento degli stessi al fine di impedire l'ingresso di terra o altro materiale all'interno dei cavidotti, si procederà alla richiusura dello scavo. La prima parte di reinterro (fino a 0,1 m sopra il tubo) dovrà essere riempita con sabbia o terra vagliata; la restante parte della trincea (esclusa la pavimentazione) sarà riempita con materiale di risulta dello scavo.

Nei tratti su strada con presenza di sottoservizi o dove lo scavo in trincea potrebbe risultare difficoltoso, per la posa del cavidotto sarà utilizzata una tecnologia spingi tubo oppure TOC. La tubazione sarà posata ad una profondità dal livello della strada non inferiore a 1,7 metri.

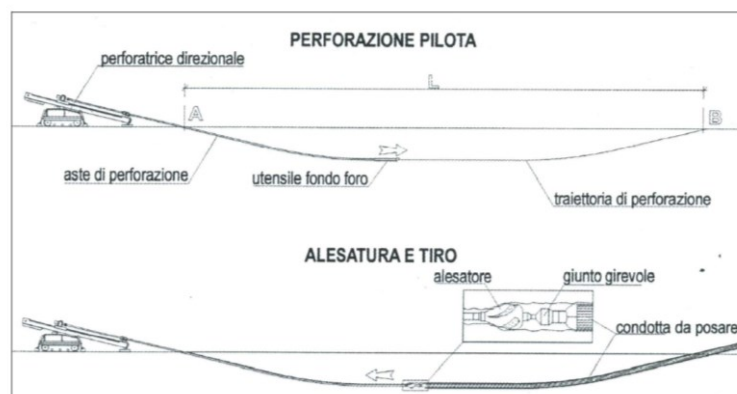
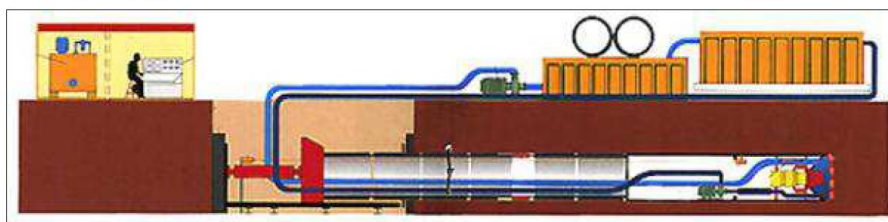


Figura 82: Posa cavidotto con perforazione (spingitubo, TOC)

### **6.3.3 Interferenze con altri sottoservizi**

Nella realizzazione delle opere di connessione saranno rispettate le prescrizioni in merito alla coesistenza tra i cavidotti MT-BT e le condutture degli altri servizi de sottosuolo.

Le Norme CEI 11-17 precisano in particolare le distanze minime da mantenere tra i cavidotti MT-BT e le linee di telecomunicazione, le tubazioni metalliche in genere e i serbatoi contenenti liquidi o gas infiammabili, mentre il DM 24.11.1984 si occupa specificatamente della coesistenza tra i cavi di energia in tubazione e le condotte del gas metano.

#### **Incroci tra cavi energia e linee di telecomunicazione**

Quando entrambi i cavi sono direttamente interrati, debbono essere osservate le seguenti prescrizioni:

- il cavo di energia deve, di regola, essere situato inferiormente al cavo di telecomunicazione;
- la distanza tra i due cavi non deve essere inferiore a 0,3 m;
- il cavo posto superiormente deve essere protetto, per una lunghezza non inferiore ad 1 m, con un'idonea protezione meccanica che deve essere disposta simmetricamente rispetto all'altro cavo.

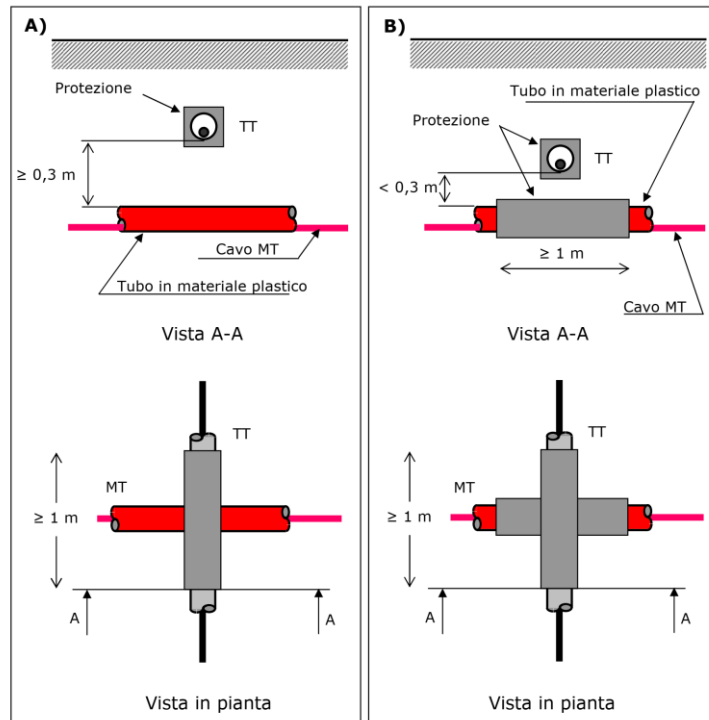


Figura 83: Interferenza con cavi telecomunicazione sovrastanti

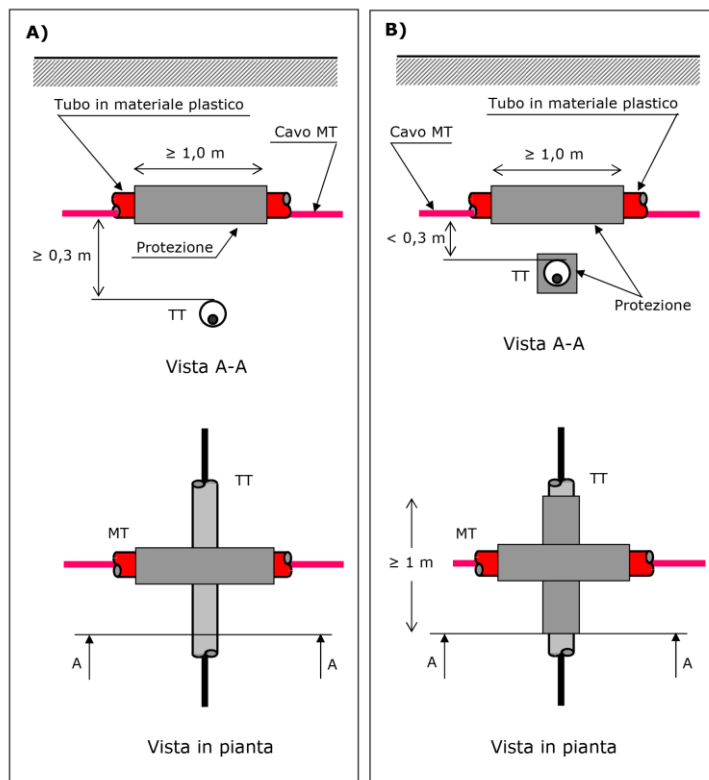


Figura 84: Interferenza cavi Telecom sottostanti

## Parallelismo tra cavi di energia e linee di telecomunicazione

Nei percorsi paralleli, i cavi di energia ed i cavi di telecomunicazione devono, di regola, essere posati alla maggiore possibile distanza tra loro; nel caso per es. di posa lungo la stessa strada, possibilmente ai lati opposti di questa. Ove per giustificate esigenze tecniche il criterio di cui sopra non possa essere seguito, è ammesso posare i cavi vicini fra loro purché sia mantenuta, fra essi, una distanza minima, in proiezione su di un piano orizzontale, non inferiore a 0,3 m.

Qualora detta distanza non possa essere rispettata, si deve applicare sul cavo posato alla minore profondità, oppure su entrambi i cavi quando la differenza di quota fra essi è minore di 0,15 m, uno dei dispositivi di protezione descritti in precedenza.

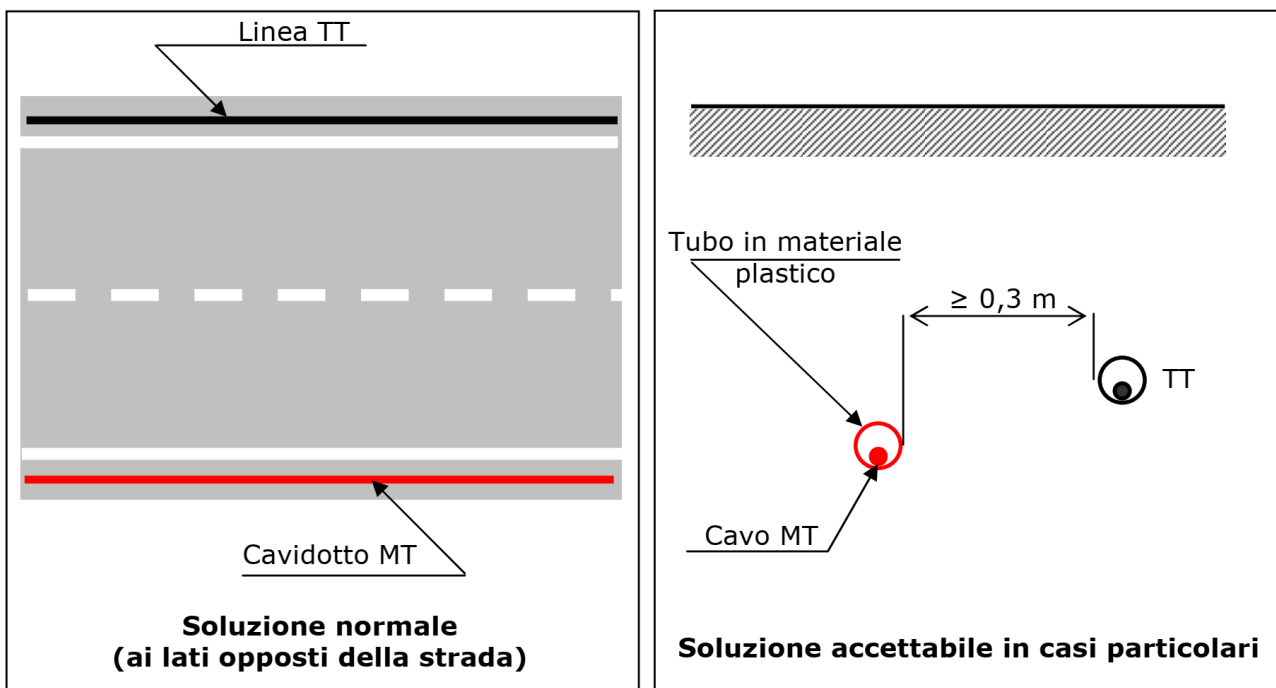


Figura 85: Parallelismo cavi energia e cavi di telecomunicazione

## Incroci tra cavi energia e tubazioni metalliche

L'incrocio fra cavi di energia e tubazioni metalliche adibite al trasporto e alla distribuzione di fluidi (acquedotti, oleodotti e simili) o a servizi di posta pneumatica non deve effettuarsi sulla proiezione verticale di giunti non saldati delle tubazioni metalliche stesse. Non si devono avere giunti sui cavi di energia a distanza inferiore a 1 m dal punto di incrocio, a meno che non siano attuati i provvedimenti descritti nel seguito. Non ci sono prescrizioni particolari se la distanza tra le superfici esterne di cavi di energia e tubazioni metalliche, o i loro manufatti di protezione, è superiore a 0,5 m. Questa distanza può essere ridotta a 0,3 m se una delle strutture è protetta da un manufatto non metallico esteso per almeno 0,3 m oltre l'ingombro dell'altra struttura, oppure se viene inserito un elemento separatore non metallico che copra l'area di sovrapposizione e una striscia di 0,3 m attorno ad essa.

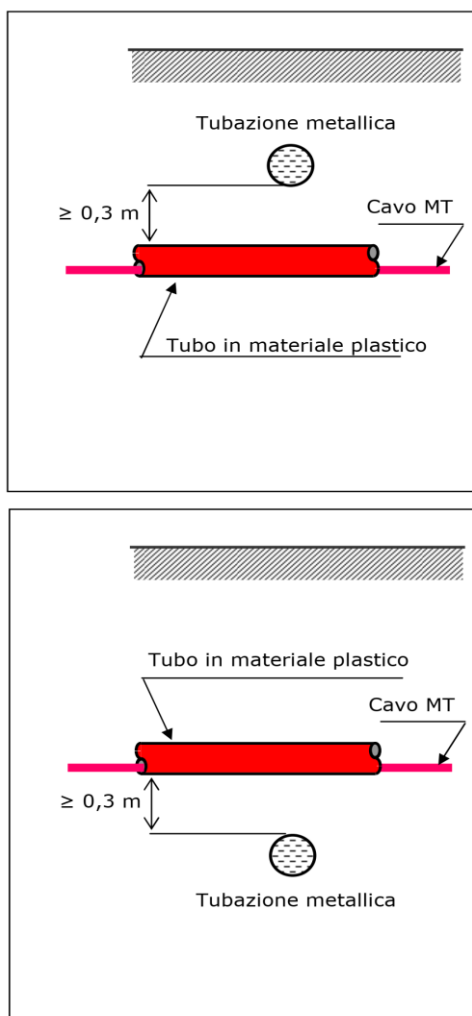


Figura 86: Incrocio tra cavi di energia e tubazioni metalliche

## Parallelismo tra cavi di energia e tubazioni metalliche

Nei parallelismi, i cavi di energia e le tubazioni metalliche devono essere posati il più distanti possibile, con una distanza minima orizzontale di 0,3 m tra le loro superfici esterne. È possibile derogare a questa regola previo accordo tra gli esercenti nei seguenti casi:

- Quando la differenza di quota tra le superfici esterne delle strutture supera 0,5 m;
- Quando la differenza è tra 0,3 m e 0,5 m, purché si utilizzino separatori non metallici nei tratti non protetti da manufatti non metallici.

In ogni caso, cavi di energia e tubazioni per fluidi infiammabili non devono mai essere posati nello stesso manufatto di protezione. Per tubazioni di altro tipo, questa disposizione è consentita previo accordo, a condizione che cavi e tubazioni non siano a diretto contatto.

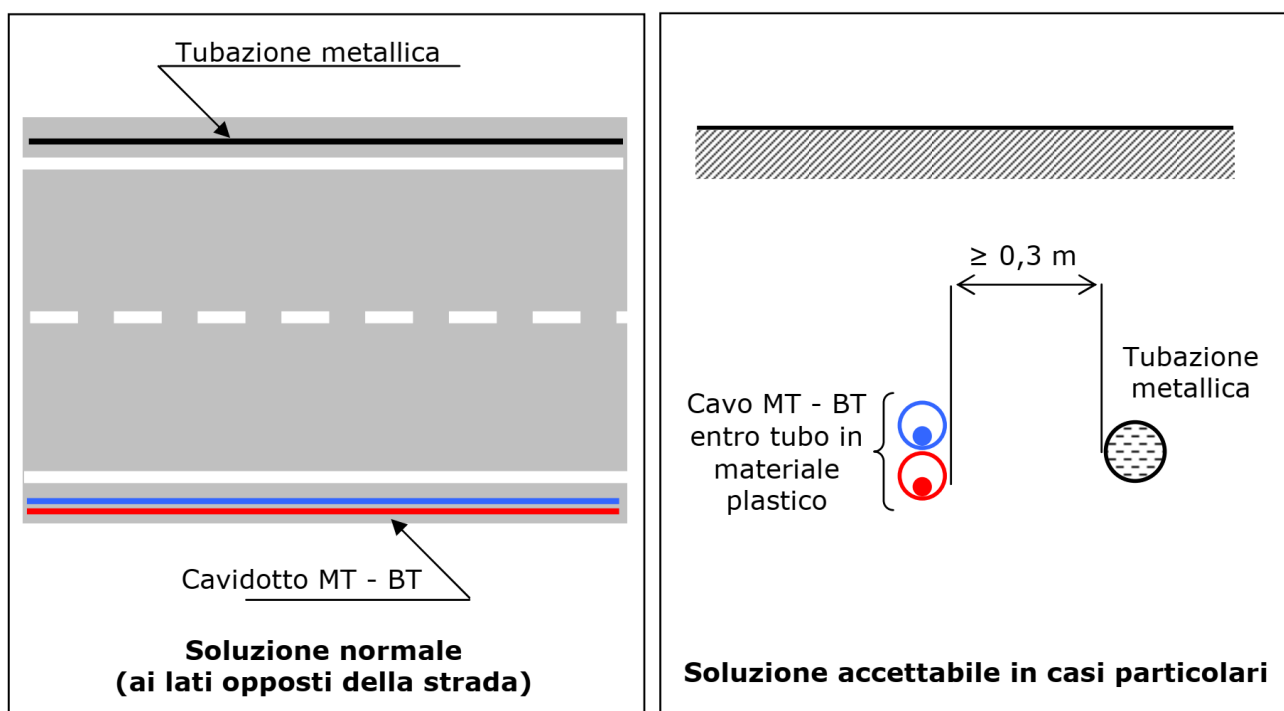


Figura 87: Parallelismi tra cavi di energia e tubazioni metalliche

## Coesistenza tra cavi di energia e tubazione di metano

La coesistenza tra cavidotti MT/BT e tubazioni o serbatoi di gas metano è disciplinata dal D.M. 24-11-1984, che stabilisce le norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione e l'uso del gas naturale con densità  $\leq 0,8$ . La classificazione delle tubazioni è riportata in un Figura 88.

PRESSIONE DI ESERCIZIO	CLASSIFICAZIONE
<b>&gt; 5 bar</b>	Tubazione generalmente utilizzate per il trasporto gas dalle zone di produzione a quelle di consumo, per allacciare utenze ubicate in periferia o all'esterno dei nuclei abitati e per costruire reti di distribuzione. Classificate in condotte di: <b>1<sup>a</sup></b> specie: pressione > 24 bar; <b>2<sup>a</sup></b> specie: pressione compresa tra 12 e 24 bar inclusi; <b>3<sup>a</sup></b> specie: pressione compresa tra 5 e 12 bar inclusi;
<b>&lt; 5 bar</b>	Tubazione generalmente utilizzate nella distribuzione urbana. Classificate in condotte di: <b>4<sup>a</sup></b> specie: pressione compresa tra 1,5 e 5 bar inclusi; <b>5<sup>a</sup></b> specie: pressione compresa tra 0,5 e 1,5 bar inclusi; <b>6<sup>a</sup></b> specie: pressione compresa tra 0,04 e 0,5 bar inclusi; <b>7<sup>a</sup></b> specie: pressione $\leq 0,04$ bar.
Note:	<ul style="list-style-type: none"><li>• S'intendono drenati i metanodotti muniti di sfiato verso l'esterno;</li><li>• Le modalità di realizzazione di eventuali provvedimenti di protezione della tubazione del gas vanno concordate con l'Ente proprietario o concessionario della stessa.</li></ul>

Figura 88: Classificazione tubazioni di metano

### Incroci con tubazione di metano pressione > 5 bar

Nel caso di sovrappasso e sottopasso tra tubazioni del gas metano non drenate a pressione nominale > 5 bar e cavidotti MT, la distanza in senso verticale fra le superfici affacciate deve essere almeno pari a 1,5 m.

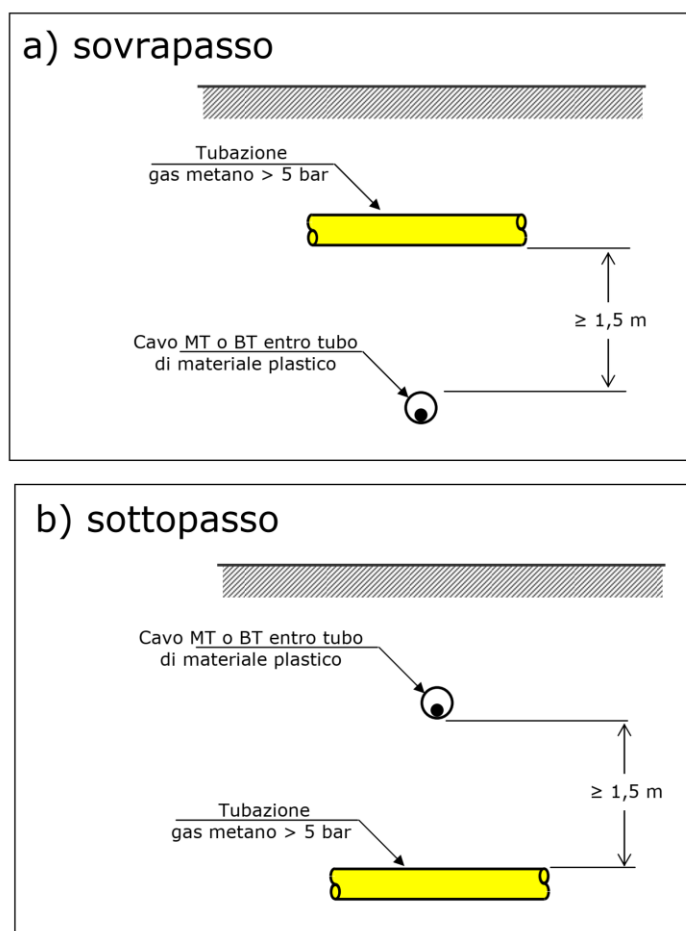


Figura 89: Incroci tra cavi energia e tubazioni a pressione nominale > 5 bar



Qualora non sia possibile osservare tale distanza, la tubazione del gas deve essere collocata entro un tubo di protezione, il quale deve essere prolungato da una parte e dall'altra dell'incrocio per almeno 1 m quando sovrappassa la canalizzazione MT e 3 m quando la sottopassa; le distanze vanno misurate a partire dalle tangenti verticali alle pareti esterne della canalizzazione in ogni caso deve essere evitato il contatto metallico tra le superfici affacciate.

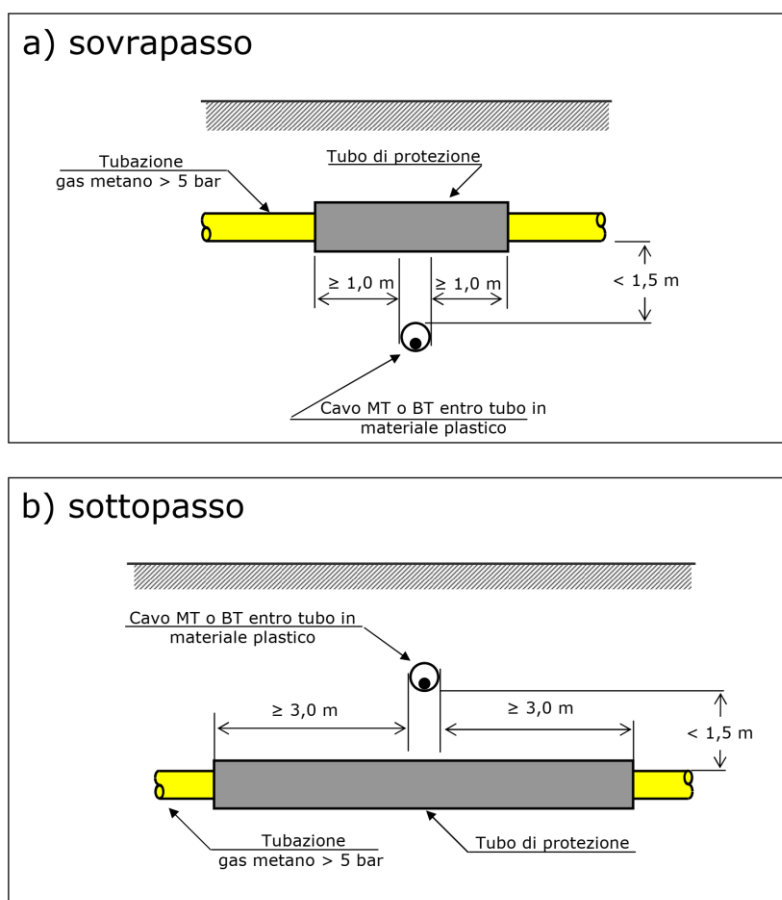


Figura 90: Incrocio tra cavi di energia e tubazione metano a pressione nominale > 5 bar

## Parallelismo con tubazioni del metano con pressione > 5bar

Nei parallelismi tra cavidotti MT e tubazioni del gas metano non drenate a pressione nominale > 5 bar, la distanza minima tra le due superfici affacciate non deve essere inferiore alla profondità di interramento della condotta del gas, salvo l'impiego di diaframmi continui di separazione.

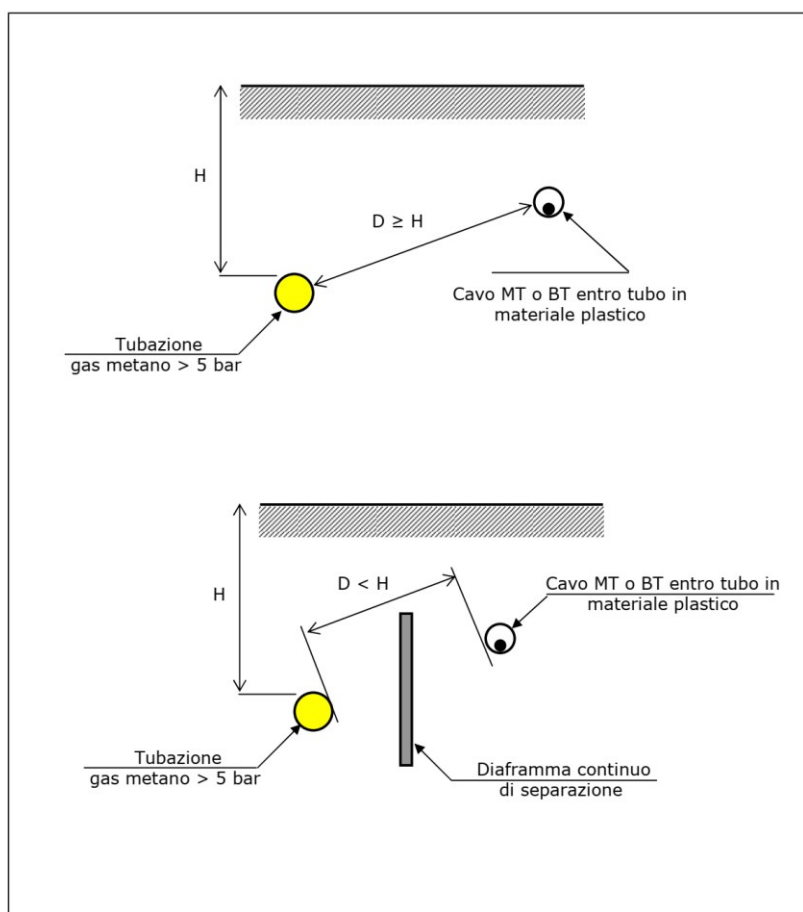


Figura 91: Parallelismi tra cavi di energia e tubazioni metano a pressione nominale > 5 bar

## Incroci con tubazione di metano pressione < 5 bar

Nei casi di sopra e sottopasso tra cavidotti MT o BT e tubazioni del gas metano a pressione nominale inferiore a 5 bar la distanza misurata fra due superfici affacciate deve essere:

- per condotte di 4<sup>^</sup> e 5<sup>^</sup> Specie (0,04 bar e 0,5 bar):  $\geq 0,5$  m;
- per condotte di 6<sup>^</sup> e 7<sup>^</sup> Specie (0,5 bar e 5 bar): tale da consentire gli interventi di manutenzione su entrambi i servizi interrati.

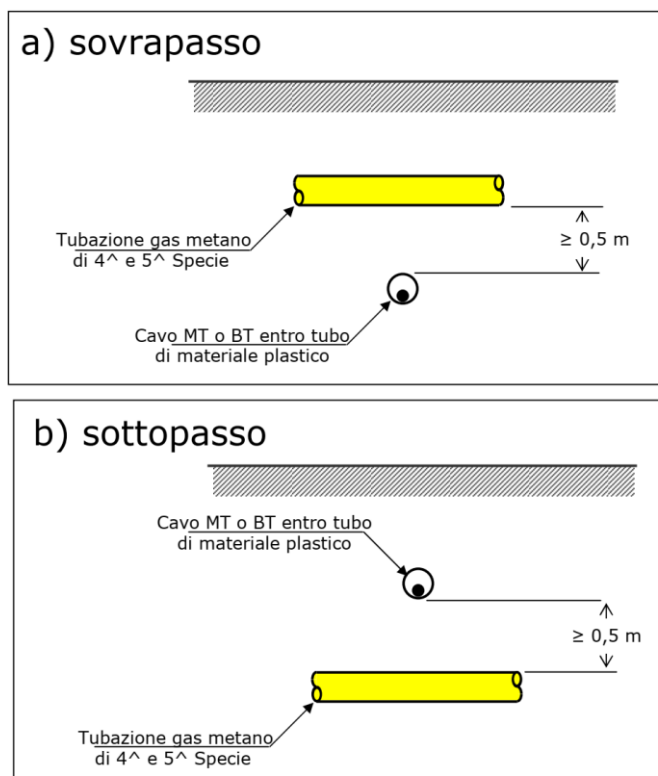


Figura 92: Incrocio tra cavi di energia e tubazione metano a pressione nominale < 5 bar

Qualora per le condotte di 4<sup>^</sup> e 5<sup>^</sup> Specie, non sia possibile osservare la distanza minima di 0,5 m, la condotta del gas deve essere collocata entro un manufatto o altra tubazione di protezione, la quale deve essere prolungata da una parte e dall'altra dell'incrocio stesso per almeno 3 m quando sottopassa la canalizzazione Enel e 1 m quando la sovrappassa misurati a partire dalle tangenti verticali alle pareti esterne dell'altra canalizzazione.

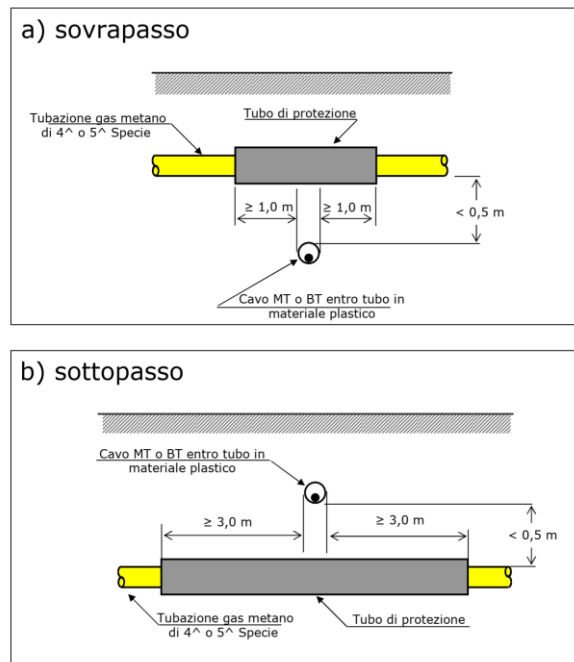


Figura 93: Incrocio tra cavi di energia e tubazione metano a pressione nominale < 5 bar

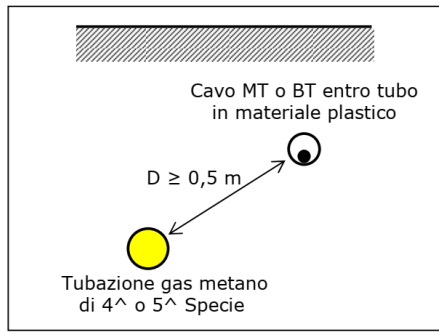
### Parallelismo con tubazioni del metano con pressione < 5 bar

Nei casi di percorsi paralleli tra i cavidotti MT - BT e tubazioni del gas metano a pressione nominale < 5 bar, la distanza misurata fra le due superfici affiancate deve essere:

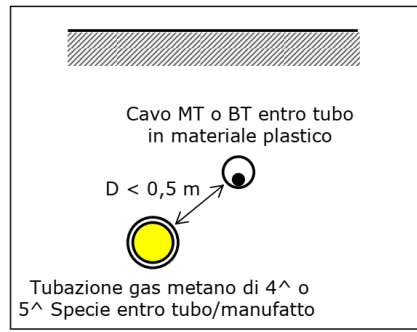
- per condotte di 4<sup>^</sup> e 5<sup>^</sup> Specie:  $\geq 0,5$  m;
- per condotte di 6<sup>^</sup> e 7<sup>^</sup> Specie: tale da consentire gli eventuali interventi di manutenzione su entrambi i servizi interrati.

Qualora per le condotte 4<sup>^</sup> e 5<sup>^</sup> Specie non sia possibile osservare la distanza minima di 0,5 m, la condotta del gas deve essere collocata entro un manufatto o altra tubazione.

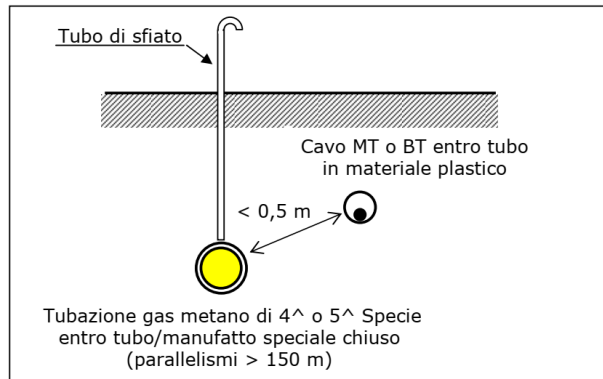
Nei casi in cui il parallelismo abbia lunghezza superiore a 150 m, la condotta del gas deve essere contenuta in tubi o manufatti speciali chiusi, in muratura o cemento, lungo i quali devono essere disposti diaframmi a distanza opportuna e dispositivi di sfiato verso l'esterno. Questi dispositivi di sfiato devono essere costruiti con tubi di diametro interno non inferiore a 30 mm e devono essere posti alla distanza massima tra loro di 150 m e protetti contro l'intasamento.



**figura 29**



**figura 30**



*Figura 94: Parallelismi tra cavi di energia e tubazioni metano a pressione nominale  $< 5 \text{ bar}$*

## **7 Valutazione tecnica ed economica**

Dopo aver completato la fase di progettazione dell'impianto agrivoltaico da 8 MW di generazione e 8 MWh di accumulo si analizzano le prestazioni tecniche e le voci di costo. Attraverso un'analisi tecnico-economica basata su simulazioni, si possono valutare i parametri finanziari chiave come il Valore Attuale Netto (VAN), il Payback Period (PBP) e il Tasso Interno di Rendimento (TIR), verificando la sostenibilità dell'investimento e ottimizzando le strategie operative. Questa analisi costituisce un passaggio essenziale per supportare decisioni informate e verificare la fattibilità economica del progetto.

### **7.1 Modellazione in Python**

Tramite il codice Python adattato al caso studio, si è in grado di simulare il comportamento dell'impianto fotovoltaico e del sistema di BESS, considerando diverse durate di carica/scarica (1, 2, 3, 4 ore). Il file Excel contenente dati di produzione e prezzi zonali dell'energia (PZ) utilizzato come input per le simulazioni è stato creato raccogliendo dati di produzione energetica annuale generata attraverso il portale Renewable Ninja, che fornisce stime dettagliate sulla produzione fotovoltaica in base a parametri specifici del sito fornendogli coordinate geografiche, tipo di strutture e relative inclinazioni, in questo caso tracker, potenza dell'impianto e orientamento dei moduli. Successivamente, questi dati sono stati integrati con i prezzi zonali dell'energia elettrica, ricavati dal mercato elettrico italiano, per ottenere una panoramica realistica delle condizioni operative e di mercato.

Il codice analizza le decisioni operative del sistema come carica, scarica e immissione in rete. La logica implementata tiene conto dell'efficienza del sistema (90%), della profondità massima di scarica (70% con 20% la minima capacità residua del BESS) e di una soglia di prezzo limite (0,2 €/kWh) per ottimizzare il flusso energetico. Questo prezzo è calcolato per avere un ritorno economico ideale in 5 anni. In particolare, quando il prezzo è basso, il sistema dà priorità alla carica della batteria; viceversa, se il prezzo è alto, viene favorita la scarica per massimizzare il guadagno. Ogni ciclo operativo aggiorna il SOC e calcola l'energia caricata, scaricata e immessa. Infine, il guadagno totale viene calcolato e i risultati

vengono salvati per l'analisi. La simulazione consente di valutare l'efficienza economica ed operativa del sistema in relazione a diverse condizioni di mercato e di utilizzo.

Il grafico in Figura 95 mostra l'andamento del prezzo zonale nel 2023 e con la linea rossa il prezzo soglia definito precedentemente 0,2 €/kWh.

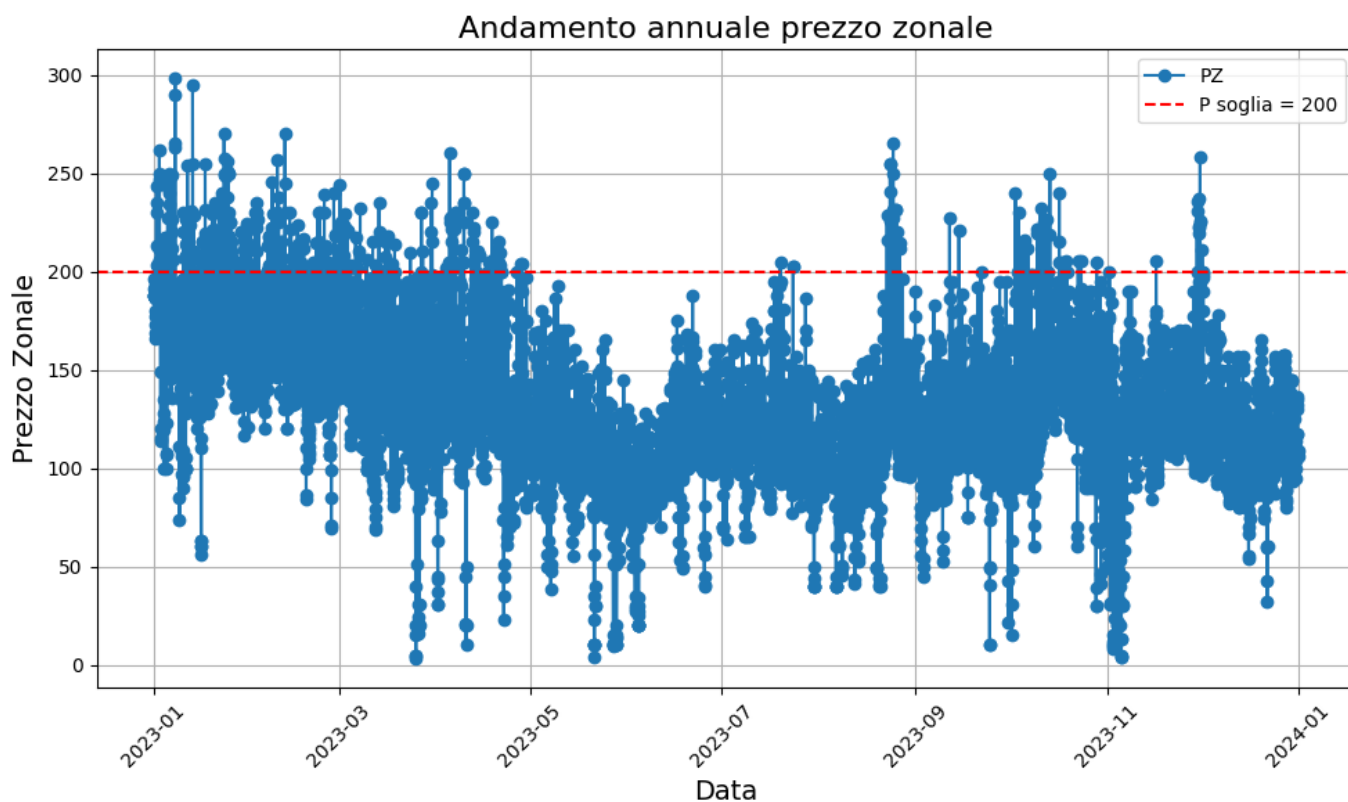


Figura 95: Andamento annuale prezzo zonale

Questo grafico confrontato con le Figure 96, 97, 98 e 99 permette di comprendere meglio quando avvengono le fasi di carica e scarica del BESS.

Si riportano in Figure 96, 97, 98 e 99 gli andamenti di carica-scarica ottenuti rispettivamente con 1-2-3-4 ore di carica/scarica in un anno (8760 ore).

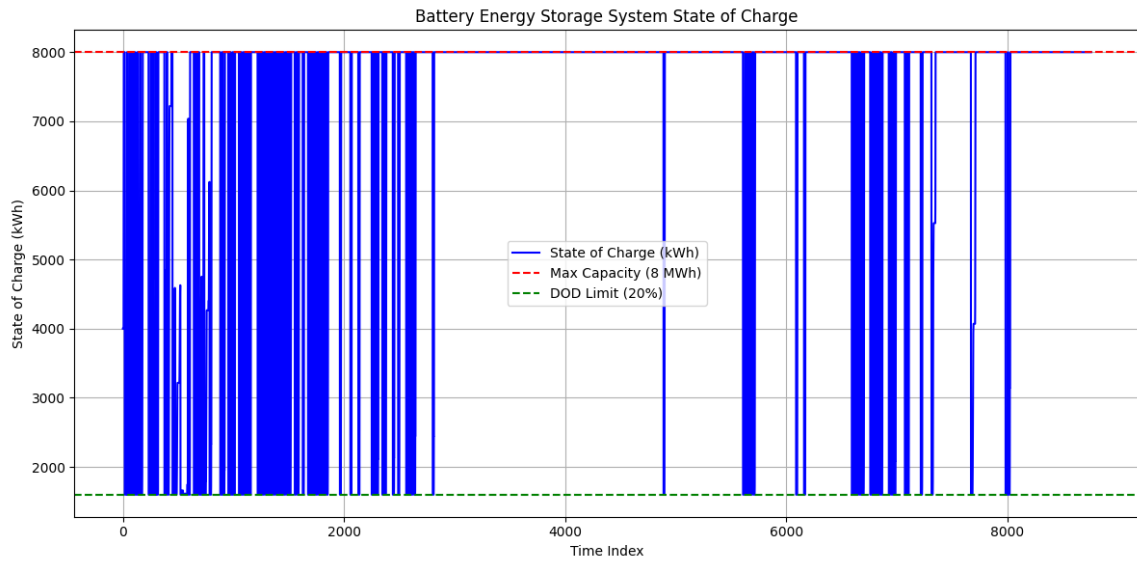


Figura 96: Carica e scarica 1 ora

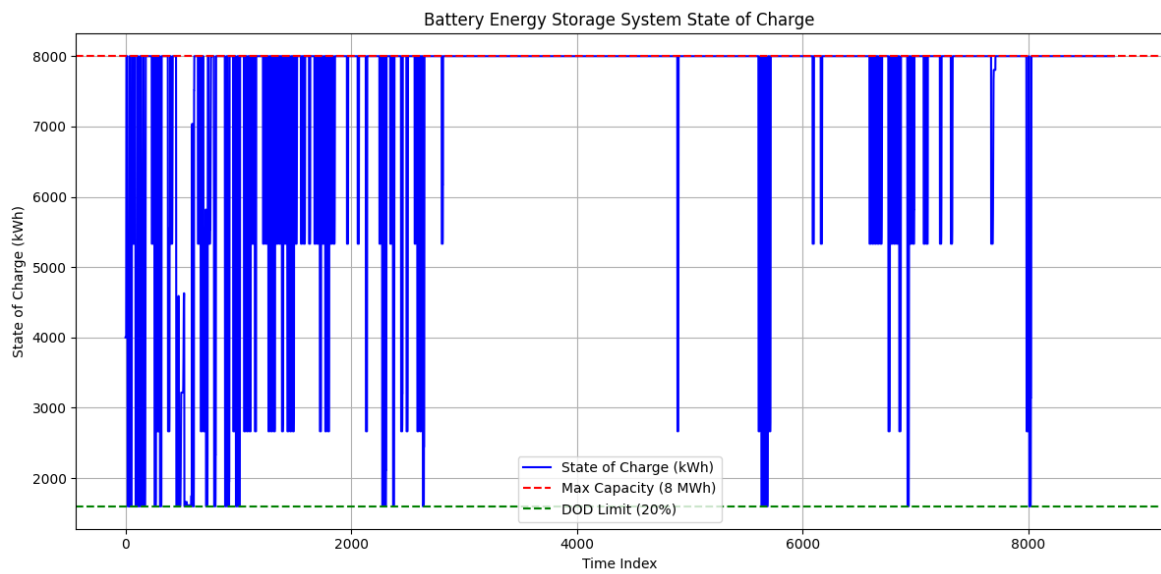


Figura 97: Carica e scarica 2 ore



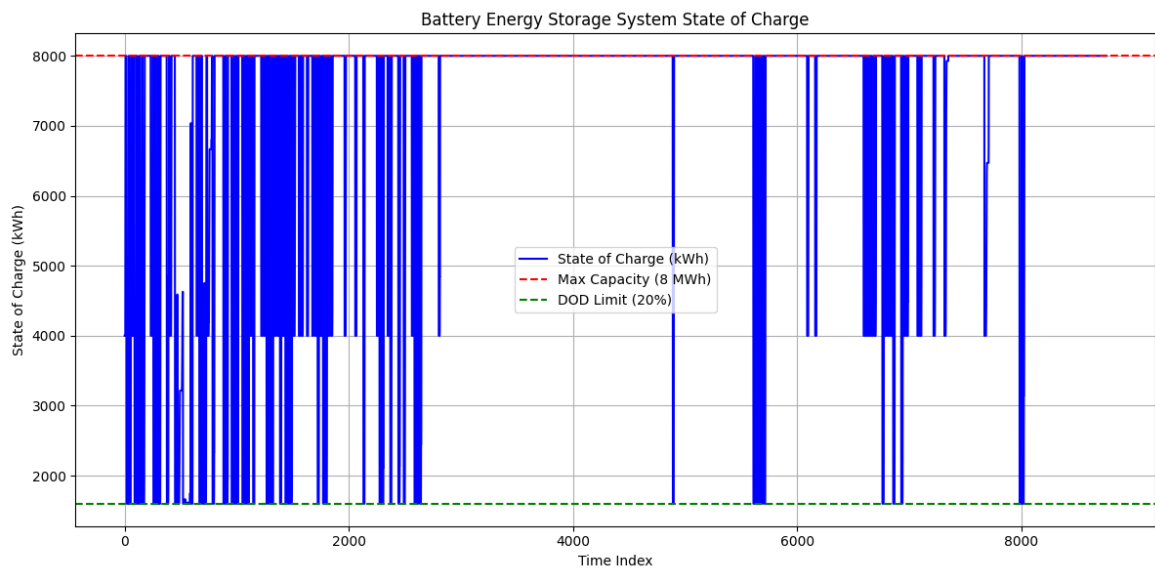


Figura 98: Carica e scarica 3 ore

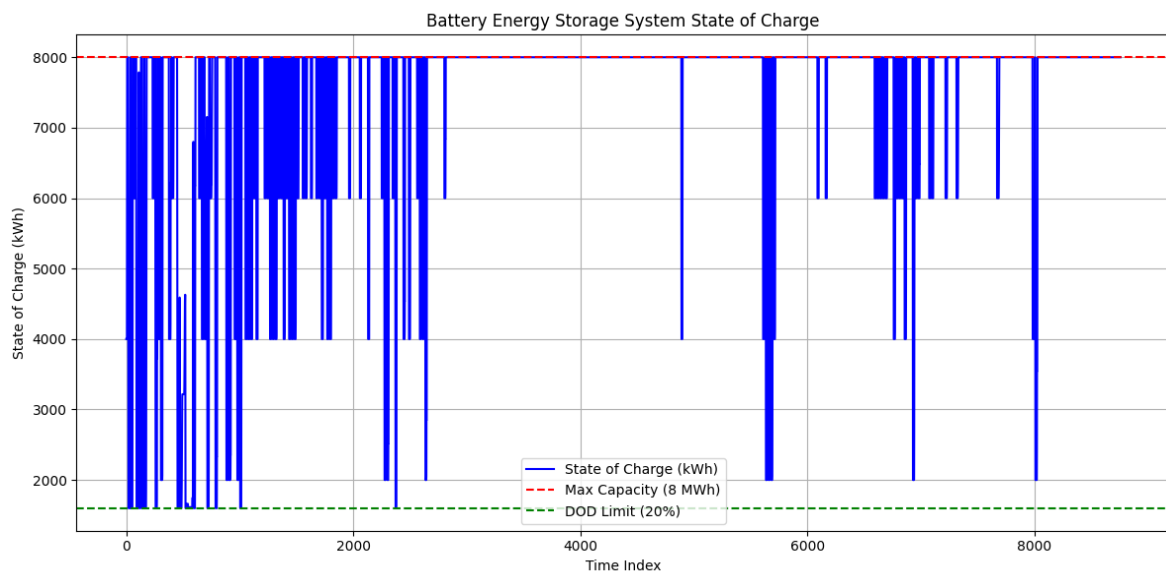


Figura 99: Carica e scarica 4 ore

Dai grafici sopra si nota come il SOC del BESS tende a diminuire all'aumentare delle ore di durata della carica/scarica; questo è legato alla logica di gestione energetica impostata nel modello. Con una durata più lunga di carica/scarica (ad esempio, 3 o 4 ore), il BESS è in grado di gestire una maggiore quantità di energia in un intervallo di tempo più ampio.

Ciò può portare a un uso più intenso dell'energia accumulata, poiché il sistema ha più opportunità per scaricare l'energia quando i prezzi di mercato sono favorevoli rispetto al valore limite imposto.

Quindi, all'aumentare delle ore di durata, il sistema viene sfruttato di più per partecipare al mercato, con una maggiore frequenza di scariche rispetto ai casi con durate più brevi.

Si riporta in Tabella 13 e Figura 100 i risultati riepilogativi dei guadagni e del degrado delle batterie nelle quattro condizioni:

Tabella 13: Guadagni e degrado BESS

Ore carica/scarica	Guadagno
1	1.658.212,02 €
2	1.653.776,32 €
3	1.649.558,91 €
4	1.645.703,49 €

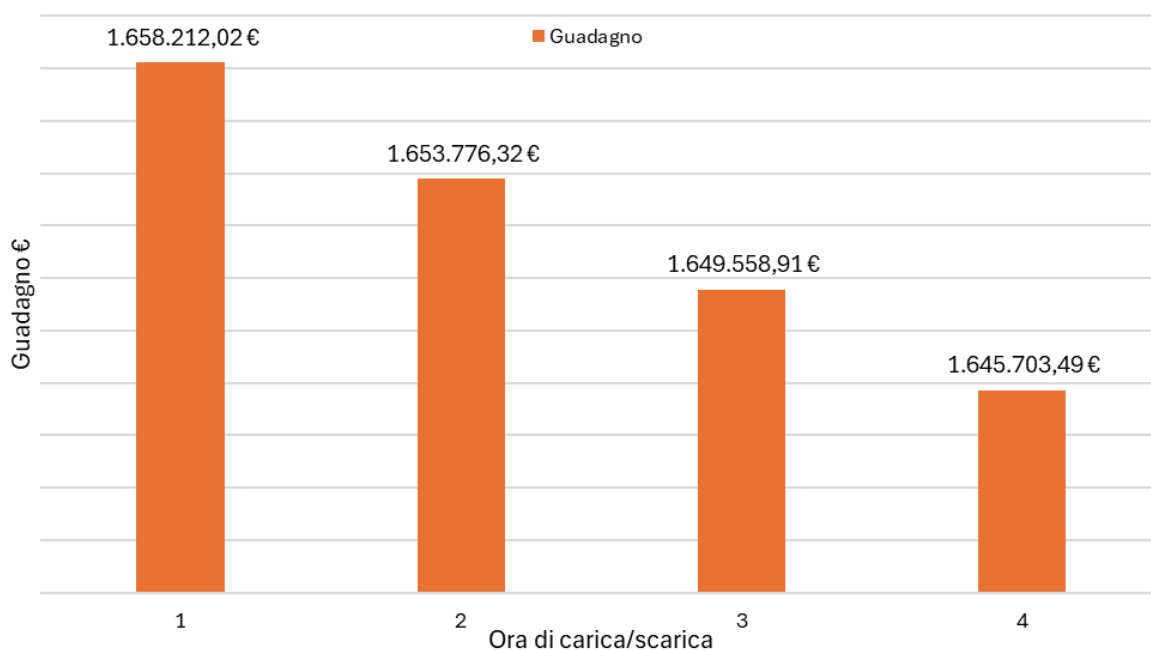


Figura 100: Andamento dei guadagni

## 7.2 PBP e VAN

Sono stati valutati i parametri economici per la realizzazione dell'impianto agrivoltaico e del BESS, nello specifico si è considerato il prezzo di mercato medio di 900 €/kW[79] per la realizzazione dell'agrivoltaico per un totale di 7.200.000€ e di 170 €/kW[80] per il BESS per un totale di 1.360.000€; inoltre sono stati stimati i costi di sviluppo dell'ingegneria di 25.000 €. Il totale dei costi per l'intero progetto è di 8.585.000€.

Tabella 14: Quadro economico

<b>Voci di costo</b>	
Costo FV	7,200,000 €
Costo container e ausiliari	1,360,000 €
Costo sviluppo ingegneria	25,000 €
<b>Totale costi</b>	<b>8,585,000.00 €</b>

L'analisi viene effettuata confrontando diversi scenari basati sulle ore di carico e scarico (1, 2, 3 o 4 ore) su un orizzonte temporale di 20 anni. Il tasso d'interesse ponderato utilizzato per valutare la sostenibilità economica del progetto è fissato al 4,8%, ed è stato ottenuto considerando un tasso di interesse del fotovoltaico del 4% come bene immobile e il tasso del BESS pari al 9% come bene trasportabile[81].

In termini economici, il guadagno annuo varia leggermente tra i diversi scenari, partendo da circa 1.658.000 euro per l'opzione da 1 ora fino a scendere a circa 1.645.000 euro per l'opzione da 4 ore. Questo calo si riflette anche nei risultati dei principali indicatori finanziari. Ad esempio, il VAN diminuisce gradualmente di 1,4% tra 1 ora e 4 ore, pur restando sempre positivo. Questo risultato indica che il progetto è economicamente valido in tutte le configurazioni considerate.

Il PBP, che misura il tempo necessario per recuperare l'investimento iniziale, varia leggermente tra gli 8 anni e i 9 anni per lo scenario con 1 ora come anche per lo scenario da 4 ore. Anche in questo caso, si nota un lieve rallentamento nel recupero del capitale all'aumentare delle ore di utilizzo. Un altro dato interessante è il TIR, che si mantiene

sempre al di sopra del tasso d'interesse ponderato, oscillando intorno al 14%, segno che il progetto genera un rendimento soddisfacente rispetto al costo del capitale.

Osservando la tabella dei flussi di cassa cumulativi, emerge che il progetto parte con un costo iniziale di 8.585.000 euro e genera flussi positivi negli anni successivi, portando a un azzeramento del VAN intorno all'ottavo o nono anno. Figura 101 mostra come tutti gli scenari portino a risultati economici simili nel lungo periodo, nonostante le differenze iniziali dovute alle diverse ore di carico e scarico.

Nel complesso, l'analisi suggerisce che il progetto è solido e redditizio in tutti gli scenari. Tuttavia, gli scenari con 1 o 2 ore di carica/scarica risultano leggermente più vantaggiosi, poiché consentono un recupero più rapido dell'investimento e un VAN più elevato. Le differenze tra gli scenari, tuttavia, non sono così significative da compromettere la sostenibilità economica del progetto.

Tabella 15: Confronto PBP nei 4 scenari

Anno	Tasso di interesse ponderato 4,8 %			
	1 Ora	2 Ore	3 Ore	4 Ore
0	- 8,585,000.00 €	- 8,585,000.00 €	- 8,585,000.00 €	- 8,585,000.00 €
1	- 7,330,408.38 €	- 7,334,640.92 €	- 7,338,665.16 €	- 7,342,344.00 €
2	- 6,133,278.97 €	- 6,141,550.19 €	- 6,149,414.36 €	- 6,156,603.54 €
3	- 4,990,979.91 €	- 5,003,104.83 €	- 5,014,633.07 €	- 5,025,171.80 €
4	- 3,900,999.90 €	- 3,916,802.02 €	- 3,931,826.48 €	- 3,945,561.37 €
5	- 2,860,942.63 €	- 2,880,253.53 €	- 2,898,614.10 €	- 2,915,398.74 €
6	- 1,868,521.57 €	- 1,891,180.54 €	- 1,912,724.42 €	- 1,932,419.13 €
7	- 921,554.92 €	- 947,408.61 €	- 971,989.99 €	- 994,461.49 €
8	- 17,960.78 €	- 46,862.87 €	- 74,342.63 €	- 99,463.74 €
9	844,247.37 €	812,436.50 €	782,191.11 €	754,541.75 €
10	1,666,965.06 €	1,632,378.64 €	1,599,494.29 €	1,569,432.48 €
11	2,452,001.03 €	2,414,766.18 €	2,379,363.74 €	2,346,999.97 €
12	3,201,081.16 €	3,161,319.18 €	3,123,513.98 €	3,088,953.68 €
13	3,915,852.27 €	3,873,678.92 €	3,833,581.00 €	3,796,924.78 €
14	4,597,885.77 €	4,553,411.48 €	4,511,125.87 €	4,472,469.73 €
15	5,248,681.10 €	5,202,011.26 €	5,157,638.15 €	5,117,073.68 €
16	5,869,669.01 €	5,820,904.18 €	5,774,539.18 €	5,732,153.79 €
17	6,462,214.72 €	6,411,450.86 €	6,363,185.20 €	6,319,062.29 €
18	7,027,620.93 €	6,974,949.60 €	6,924,870.33 €	6,879,089.48 €
19	7,567,130.68 €	7,512,639.24 €	7,460,829.43 €	7,413,466.58 €
20	8,081,930.06 €	8,025,701.87 €	7,972,240.78 €	7,923,368.39 €

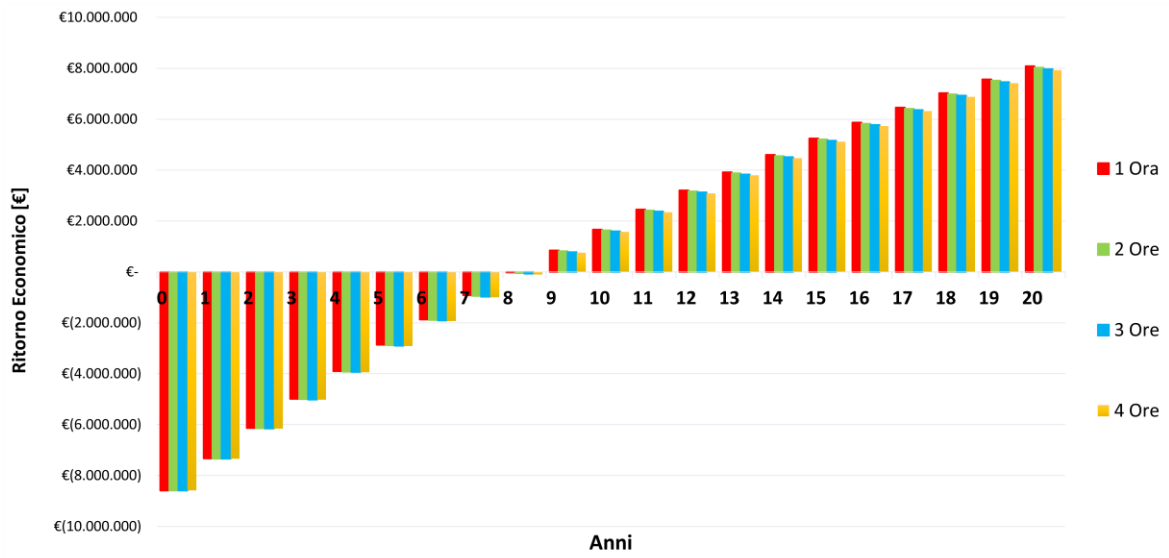


Figura 101: Ritorno economico al variare delle ore di carica/scarica

## Conclusioni

Il contesto energetico odierno evidenzia la necessità di una transizione accelerata verso le fonti rinnovabili per limitare le emissioni di CO<sub>2</sub> e mantenere l'aumento della temperatura globale entro il limite critico di 2°C così da evitare danni irreversibili legati ai cambiamenti climatici. Tuttavia, l'intermittenza delle fonti rinnovabili, come il solare e l'eolico, richiede soluzioni tecnologiche complementari per garantire una fornitura energetica affidabile. Tra queste, i BESS si rivelano fondamentali per stabilizzare la rete e ottimizzare la gestione energetica.

Questa analisi, come visto, si concentra sullo studio di un impianto agrivoltaico combinato con un sistema di accumulo, progettato per migliorare l'efficienza energetica e massimizzare i guadagni. L'analisi si è focalizzata su scenari con cicli di carica e scarica delle batterie di durata variabile, da 1 a 4 ore, valutando sia la sostenibilità economica sia l'impatto sulla vita utile delle batterie. L'obiettivo principale è quello di identificare il bilanciamento ottimale tra rendimento economico e preservazione del sistema di accumulo, considerando anche le dinamiche di mercato.

I risultati evidenziano come i guadagni economici diminuiscono all'aumentare della durata dei cicli di carica/scarica. Cicli più lunghi, come quelli da 4 ore, comportano una minore potenza disponibile per la carica e la scarica, riducendo l'efficienza complessiva del sistema, soprattutto nei momenti in cui i prezzi di mercato dell'energia risultano più favorevoli. Tuttavia, questa riduzione dei guadagni non è proporzionale alla diminuzione della potenza che porta infatti a una perdita economica più contenuta. Parallelamente, è emerso che cicli meno intensivi contribuiscono a prolungare la vita utile delle batterie. Infatti, una riduzione della potenza di carica/scarica porta rispettivamente a un incremento della durata della batteria, sottolineando il vantaggio di preservare il sistema di accumulo nel lungo periodo.

Dal punto di vista economico, il PBP risulta compreso tra gli 8 e 9 anni, a seconda delle condizioni di mercato e della durata dei cicli operativi. Anche il TIR e il VAN mostrano una lieve riduzione nei cicli di carica/scarica più lunghi, pur mantenendo valori che confermano la sostenibilità economica del progetto. L'analisi dimostra, quindi, che il

successo del sistema BESS dipende dalla capacità di bilanciare i guadagni economici con la conservazione delle batterie. Una gestione più efficiente è quella che massimizza i profitti, preservando al contempo la durata del sistema e tenendo conto delle fluttuazioni del mercato energetico.

In sintesi, l'impianto agrivoltaico con accumulo si presenta come una soluzione valida sia dal punto di vista energetico che economico. Tuttavia, la chiave per una sostenibilità a lungo termine risiede in una gestione ottimale del sistema BESS, che sappia armonizzare gli obiettivi di redditività e longevità tecnologica, adattandosi alle dinamiche del mercato.

## Appendice

In appendice il codice utilizzato per l'analisi del BESS:

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

def storage_analysis(file_excel):
    try:
        # Read the Excel file
        df = pd.read_excel(file_excel)
    except FileNotFoundError:
        print(f"Error: File not found: {file_excel}")
        return
    except Exception as e:
        print(f"An error occurred while reading the Excel file:
{str(e)}")
        return
    try:
        # Request user inputs for storage capacity,
        charge/discharge hours, and initial state of charge
        capacity = 8000 # Setting capacity to 8 MWh (8,000 kWh)
        charge_discharge_hours = float(input('Input the maximum
hours of charge and discharge: '))
        charge_discharge_power = capacity / charge_discharge_hours
        state_charge = 0.5*capacity
        limit_price = 0.2

        efficiency = 0.9 # 90% efficiency for charge and
        discharge
        DOD_limit = 0.2* capacity # 20% Depth of Discharge limit
    except ValueError:
        print("Error: Invalid input. Please enter numeric
values.")
        return

    try:
        # Initialize additional columns
        df['State Charge'] = np.nan
        df['Charge'] = np.nan
        df['Discharge'] = np.nan
        df['Immission'] = np.nan
```



```

total_gain = 0

# Process each row in the dataframe
for i in range(len(df)):
    production = df.at[df.index[i], 'Production']
    zonal_price = df.at[df.index[i], 'PZ']
    charge = df.at[df.index[i], 'Charge']
    discharge = df.at[df.index[i], 'Discharge']
    immission = df.at[df.index[i], 'Immission']

    if production > 0: # Charge
        if zonal_price/1000 < limit_price:
            energy_loadable = min(production * efficiency,
charge_discharge_power)
            state_charge = min(state_charge +
energy_loadable, capacity)
            charge = min(energy_loadable, capacity -
df.at[df.index[i - 1], 'State Charge'] if i > 0 else capacity)
            immission = production - charge
            discharge = 0
        else:
            immission = production
            discharge = 0
    else: # Discharge
        if zonal_price/1000 > limit_price:
            energy_downloadable = charge_discharge_power
            discharge = min(energy_downloadable,
state_charge-DOD_limit)
            state_charge -= discharge
            immission = 0
            charge = 0
        else:
            discharge = 0
            immission = 0
            charge = 0

    # Update the dataframe with the new state
    df.at[df.index[i], 'State Charge'] = state_charge
    df.at[df.index[i], 'Charge'] = charge
    df.at[df.index[i], 'Discharge'] = discharge
    df.at[df.index[i], 'Immission'] = immission

# Calculate the gain
gain = (discharge+immission)*zonal_price/1000
total_gain += gain

```

```

print (f'The total gain is: {total_gain} €')

# Save the updated dataframe to a new Excel file
input_folder = os.path.dirname(file_excel)
output_file = os.path.join(input_folder,
'analisi_energetica_sistema 4 ore.xlsx')

df.to_excel(output_file, index=False)
print(f"File saved at: {output_file}")

# Plot the State of Charge over time
plt.figure(figsize=(12, 6))
plt.plot(df.index, df['State Charge'], label='State of
Charge (kWh)', color='blue')
plt.axhline(y=capacity, color='red', linestyle='--',
label='Max Capacity (8 MWh)')
plt.axhline(y=DOD_limit, color='green', linestyle='--',
label='DOD Limit (20%)')
plt.title('Battery Energy Storage System State of Charge')
plt.xlabel('Time Index')
plt.ylabel('State of Charge (kWh)')
plt.legend()
plt.grid()
plt.tight_layout()

# Save the plot to a file
plot_file = os.path.join(input_folder,
'state_of_charge_plot 4 ore.png')
plt.savefig(plot_file)
plt.close()
print(f"Plot saved at: {plot_file}")

except PermissionError:
    print("Error: Permission denied. Please close the Excel
file if it's open and try again.")
except Exception as e:
    print(f"An unexpected error occurred: {str(e)}")

# Usage of the function
file_excel = r"G:\Il mio Drive\00-LORENZO\11-MAGISTRALE-MATERIE-
TESI\07-TESI\00-DOE\01-Materiale per
Tesi\dati_prod_cons_PZ.xlsx"
storage_analysis(file_excel)

```

## Riferimenti bibliografici

- [1] Commissione Europea, "Climate strategies & targets", 2023
- [2] Parlamento Europeo, "The European Green Deal", 2023
- [3] Agenzia europea dell'ambiente (AEA): inventario dei gas a effetto serra per il 2022 e inventario approssimativo dei gas a effetto serra dell'UE per il 2021 basati sulle comunicazioni degli Stati membri.
- [4] Corte dei conti europea, sulla base di dati Eurostat
- [5] Agenzia Internazionale dell'Energia, "Renewables 2023: Analysis and Forecast to 2024", 2023
- [6] Commissione Europea, "Energy Efficiency Directive", 2023
- [7] Banca Europea per gli Investimenti, "Just Transition Mechanism", 2023
- [8] Nazioni Unite, "Paris Agreement", 2015
- [9] Commissione europea, il green deal europeo
- [10] Commissione Europea, "Sustainable and Smart Mobility Strategy", 2020 Patto dei Sindaci per il Clima e l'Energia, "Covenant of Mayors for Climate & Energy Europe", 2022
- [11] Parlamento Europeo e Consiglio dell'Unione Europea, "Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso
- [12] dell'energia da fonti rinnovabili", Gazzetta ufficiale dell'Unione europea, 2009.
- [13] Commissione Europea, "Pacchetto Energia Pulita per Tutti gli Europei", 2018
- [14] ACER, "Rapporto annuale sul mercato energetico europeo", 2020
- [15] Commissione Europea, "Green Deal Europeo", 2019
- [16] Commissione Europea, "Green Deal Europeo", 2019
- [17] Commissione Europea, "Horizon Europe: Programma Quadro di Ricerca e Innovazione", 2021
- [18] Unione Europea, "Partenariato Internazionale per l'Energia Rinnovabile", 2022
- [19] <https://www.rinnovabili.it/energia/fotovoltaico/pniec-italia-obbiettivi-2030-rinnovabili-emissioni/>
- [20] GSE (Gestore dei Servizi Energetici), "Rapporto statistico 2020 sul solare fotovoltaico", 2021
- [21] <https://www.pv-magazine.it/2024/05/13/rapporto-statistico-gse-2023-21-di-potenza-installata-rispetto-al-2022-94-degli-impianti-sotto-i-20-kw/>
- [22] [Commissione Europea, "Pacchetto Energia Pulita per Tutti gli Europei", 2018].

- [23] [Ministero dello Sviluppo Economico, "Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) 2021-2030", 2019].
- [24] [Terna S.p.A., "Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale 2021", 2021].
- [25] [Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA)].
- [26] [lumi4innovation]
- [27] Lumi4innovation.it – smartgrid, cos'è e come funziona
- [28] [ENEA, "Rapporto energia e ambiente: analisi e scenari", 2021]
- [29] [Unioncamere, "Rapporto GreenItaly 2020"]
- [30] [Commissione Europea, "Green Deal Europeo", 2019]
- [31] ENEA, "Idrogeno: opportunità e sfide per l'Italia", 2022
- [32] energycue, "idrogeno-italia-possibilita-2050"
- [33] energycue-idrogeno-italia-possibilita-2050-ambrosetti-snam
- [34] European Commission, "2030 Climate & Energy Framework"
- [35] Energy Union Governance Regulation (EU) 2018/1999
- [36] Ministero della Transizione Ecologica, "Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030"
- [37] teknoiring.com/news/modelli e strategie, pniec testo definitivo piano energia clima
- [38] International Renewable Energy Agency (IRENA), "Renewable Energy Prospects for Italy"
- [39] European Green Deal, "EU Strategy for Energy System Integration"
- [40] International Energy Agency (IEA), "Italy Energy Policy Review"
- [41] European Commission, "National Energy and Climate Plans (NECPs)"
- [42] Report from European Environmental Agency (EEA) on "Energy Efficiency in Europe"
- [43] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), "TYNDP 2022"
- [44] European Smart Grids Task Force, "Digitalizing Europe's Energy System"
- [45] <https://www.unicusano.it/blog/didattica/master/smart-grid/>
- [46] German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, "Germany's Integrated National Energy and Climate Plan"
- [47] French Ministry of Ecological Transition, "National Energy and Climate Plan for France"

- [48] [World Energy Outlook 2023, International Energy Agency (IEA)]
- [49] <https://www.ilfattoquotidiano.it/2022/05/11/transizione-energetica-di-qui-al-2050-litalia-deve-aumentare-di-14-volte-la-produzione-da-solare-e-di-9-quella-da-eolico/6585797/>
- [50] European Hydrogen Strategy, European Commission, 2021
- [51] Nuove Energie-Quali sono le energie rinnovabili e come funzionano
- [52] International Renewable Energy Agency. Renewable Capacity Statistics 2023. Rapp. tecn. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2023.
- [53] IRENA-Crescita record delle energie rinnovabili
- [54] International Renewable Energy Agency. Renewable Capacity Statistics 2023. Rapp. tecn. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2023.
- [55] Prof. Renato Ricci – Appunti Corso di Energetica: Energia Solare Fotovoltaica
- [56] eon-energia-incentivi-fotovoltaico-2025
- [57] incentivifotovoltaico.name
- [58] rinnovabili.it-energia/fotovoltaico/incentivi-fotovoltaico
- [59] gse-agrivoltaico-il-mase-pubblica-il-decreto
- [60] Terna - “L’evoluzione della rete elettrica tra passato e presente” 130 anni di storia per la trasmissione dell’elettricità Nel 1882 la prima linea elettrica tra Tivoli e Roma Oggi sono 200.000 i tralicci della Rete di Trasmissione Nazionale].
- [61] Treccani – “Il servizio elettrico dai sistemi regionali alla liberalizzazione” di Renato Giannetti].
- [62] RFI – Sicurezza e Tecnologie, Energia, “Un po’ di storia”].
- [63] Terna – “Come funziona il sistema elettrico”, <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/ruolo-terna/come-funziona-sistema-elettrico>
- [64] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) - Relazioni annuali e documenti tecnici: [www.arera.it] (<https://www.arera.it>)
- [65] <https://www.iea.org/countries/italy/energy-mix>
- [66] Terna - Sito ufficiale di Terna
- [67] E-distribuzione - Sito ufficiale di e-distribuzione
- [68] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) - Relazioni annuali e documenti tecnici

- [69] Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) - Pubblicazioni e rapporti sul settore energetico
- [70] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), Rapporto Annuale 2023
- [71] ISTAT, Statistiche sull'energia in agricoltura, 2023
- [72] Ministero dello Sviluppo Economico (MISE), Monitoraggio dei consumi domestici, 2023
- [73] Associazione Italiana per l'Efficienza Energetica (AIEE), Rapporto Settore Terziario, 2023
- [74] Prof. Gabriele Comodi – Appunti Sistemi di Accumulo e loro Gestione
- [75] COMESTO. jAR1.3 Classificazione dei sistemi di accumulo in base all'applicazione ed al contesto. In: Atti del Congresso Nazionale AIIC. Italia: AIIC, set. 2017
- [76] <https://www.enelgreenpower.com/it/learning-hub/energie-rinnovabili/impianti-storage/bess>
- [77] <https://www.rinnovabili.it/energia/accumulo/mercato-bess-fotovoltaici-italia-2a-in-europa-6-5-gwh>
- [78] <https://www.mase.gov.it/notizie/impianti-agri-voltaici-pubblicate-le-linee-guida>
- [79] Statista. Solar Photovoltaic Industry in Italy. 2024. url: <https://www.statista.com/topics/4995/solar-photovoltaic-industry-in-italy/#topicOverview>.
- [80] Alessandro Marangoni. Energy Storage. 2023. url: [https://www.adamsmith.it/wp-content/uploads/2023/11/Alessandro-Marangoni\\_Althesys-Energy-storage.pdf](https://www.adamsmith.it/wp-content/uploads/2023/11/Alessandro-Marangoni_Althesys-Energy-storage.pdf).
- [81] Agenzia delle Entrate. Risposta n. 724 del 18 ottobre 2021. url: [https://www.agenziaentrate.gov.it/portale/documents/20143/3844145/Risposta\\_724\\_18.10.2021.pdf/7aacced9-1bd6-a093-fbfb-ab30e3f3ea0a](https://www.agenziaentrate.gov.it/portale/documents/20143/3844145/Risposta_724_18.10.2021.pdf/7aacced9-1bd6-a093-fbfb-ab30e3f3ea0a).