

Manuale delle Tecnologie Esistenti per la Conversione Energetica e lo Stoccaggio di Energia da Fonti Rinnovabili nell'Area di Programma

June 2026

ELENCO DEI PARTNER DEL PROGETTO

LP	Università degli Studi di Udine (UNIUD)
PP1	Research Studios Austria Forschungsgesellschaft mbH (RSA FG) iSPACE
PP2	Università Iuav di Venezia (IUAV)
PP3	Consorzio del Bacino Imbrifero del Piave (BIM Piave)
PP4	CML S.r.l
PP6	Consorzio per il Nucleo di Industrializzazione della Provincia di Pordenone (NIP)
PP7	Ökostrombörse Salzburg

Partners contribution:

LP; PP1; PP2; PP3; PP4; PP5; PP6

Working group decision process (minutes of the validation process meetings available)

- Kick off meeting 19.12.2023: Aim of calculation model
- n°2 Cross Border meeting 11.07.2024: Technology Assessment
- n°3 Cross Border meeting 08.11.2024: Technology Assessment
- n°4 Cross Border meeting 11.07.2025: Validation of calculation model and integration under Wp5

In addition, n°16 online meetings between January 2024 and May 2026.

INDICE

ELENCO DEI PARTNER DEL PROGETTO	2
INDICE.....	3
ELENCO DELLE TABELLE	4
ELENCO DELLE FIGURE.....	6
ACRONIMI.....	8
1 INTRODUZIONE	9
1.1 Il Progetto PANORAMA e il Manuale	9
1.2 Cos'è una CER: Legislazione, Partecipanti e Obiettivi	9
2 INCENTIVI E SUSSIDI	13
2.1 Austria	13
2.2 Italia	19
3 PANNELLI FOTOVOLTAICI	21
3.1 Potenziale di Integrazione in una Comunità Energetica Rinnovabile	21
3.2 Informazioni Tecniche	22
3.3 Dati Economici	28
3.4 Impatti Ambientali	29
4 TURBINE EOLICHE.....	46
4.1 Potenziale di Integrazione in una Comunità Energetica Rinnovabile	46
4.2 Informazioni Tecniche	46
4.3 Dati Economici	51
4.4 Impatti Ambientali	52
5 IDROELETTRICO	57
5.1 Potenziale di Integrazione in una Comunità Energetica Rinnovabile	57
5.2 Informazioni Tecniche	58
5.3 Dati Economici	61
5.4 Aspetti Sociali e Ambientali	62
6 BATTERIE AGLI IONI DI LITIO.....	65
6.1 Potenziale di Integrazione in una Comunità Energetica Rinnovabile	65
6.2 Informazioni Tecniche	66
6.3 Dati Economici	72
6.4 Impatti Ambientali	77
7 POWER-TO-HYDROGEN-TO-POWER (P2H2P)	87
7.1 Potenziale di Integrazione nelle Comunità Energetiche.....	87
7.2 Informazioni Tecniche	88
7.3 Dati Economici	96
7.4 Impatti Ambientali	97
8 BIBLIOGRAFIA.....	101

ELENCO DELLE TABELLE

Tabella 2-1. Premio di mercato per l'elettricità fotovoltaica immessa in rete	15
Tabella 2-2. Sovvenzioni KLIEN per le comunità energetiche	16
Tabella 2-3. Sovvenzioni di investimento EAG A-D	17
Tabella 3-1. Percentuali in massa e funzioni dei principali materiali costituenti un modulo PV (c-Si) 24	
Tabella 3-2. Dati tecnici di quattro diversi modelli di moduli fotovoltaici in condizione di prova standard	26
Tabella 3-3. Efficienza di pannelli fotovoltaici di vari colori	26
Tabella 3-4. Parametri di costo da letteratura	29
Tabella 3-5. Costo impianto PV chiavi in mano	29
Tabella 3-6. Analisi del ciclo di vita dei pannelli solari tratte dalla letteratura. Le categorie del ciclo di vita incluse nei rispettivi ambiti di studio sono contrassegnate da una "X". Una "X" arancione indica che lo studio ha incluso questa fase del ciclo di vita nel CCP di produzione. Il simbolo "-" indica le fasi del ciclo di vita non incluse nello studio o non esplicitamente menzionate.....	30
Tabella 3-7. Sintesi della letteratura considerata in questo capitolo, esplicitando Fu e confini di sistema	31
Tabella 3-8. Valori di Energy Demand da letteratura	32
Tabella 3-9. Intervalli di Climate Change Potential (CCP) dei componenti dei sistemi fotovoltaici.....	34
Tabella 3-10. Valori di Land Use tratti dalla letteratura	35
Tabella 3-11. Impatto dei pannelli solari sugli ecosistemi	37
Tabella 3-12. Casi di studio sull'utilizzo dei pannelli solari nell'ambiente	38
Tabella 3-13. Possibili rischi per la salute umana e strategie di mitigazione	39
Tabella 3-14. Consumo idrico dei pannelli solari.....	41
Tabella 3-15. Opzioni di gestione a fine vita per i pannelli solari	43
Tabella 3-16. EPD example #1(QingHai Huanghe Hydropower Development CO.,Ltd., 2023)	44
Tabella 3-17. Esempio EPD n. 2 (Viridian Solar Ltd., 2023)	44
Tabella 3-18. Esempio EPD n. 3 (Sunova Solar Technology Co.,Ltd., s.d.)	45
Tabella 3-19. Esempio EPD n. 4 (DAS SOLAR CO., LTD, 2023)	45
Tabella 4-1. Composizioni materiali, relative e assolute delle tecnologie e dei componenti considerati (C. Li et al., 2022)	47
Tabella 4-2. Parametri tecnici per turbine con potenza nominale da 1 a 50kW	48
Tabella 4-3. Parametri tecnici per turbine con potenza nominale da 95 a 500kW	49
Tabella 4-4. Valori di potenza in uscita delle turbine selezionate	50
Tabella 4-5. Valori di produzione annua di energia per 5 delle turbine selezionate	51
Tabella 4-6. Parametri di costo per i diversi modelli di turbina selezionati	51
Tabella 4-7. Indicatori del ciclo di vita per ogni turbina scelta basati su un'unità funzionale di 1 kWh di elettricità generata.....	53
Tabella 4-8. Livelli di emissione acustica per ogni turbina	55
Tabella 5-1.Valori CAPEX e OPEX delle HPP	62
Tabella 5-2. Valori CCP ricavati dalla letteratura di vari HPP	64
Tabella 6-1. Composizione media del materiale delle celle LFP in massa (Contemporary Amperex Technology Co., Limited, 2024; Sunwoda Mobility Energy Technology Co., Ltd., 2025)	67
Tabella 6-2. Composizione media dei componenti del pacco batteria in massa (Carvalho et al., 2021; Krebs et al., 2020).....	67
Tabella 6-3. Dati tecnici da letteratura e da schede tecniche di batterie al litio	70
Tabella 6-4. Dati economici da letteratura per diversi modelli delle batterie	74
Tabella 6-5. Dati tecnici ed economi per i diversi modelli di LFP batterie da BYD sul mercato	75
Tabella 6-6. Dati tecnici ed economi per diversi modelli di batterie LFP sul mercato dalla marca Epever	75

Tabella 6-7. Consumo energetico durante la produzione	78
Tabella 6-8. Esempi di inquinanti atmosferici e idrici rilasciati durante la produzione di batterie	78
Tabella 6-9. In questo capitolo vengono elencati diversi studi LCA (Analisi del Ciclo di Vita) e i temi di impatto che valutano. NA indica che il metodo LCIA non valuta quel tema ambientale. La "X" indica che lo studio valuta il tema, mentre il "-" indica che il tema non viene valutato.	79
Tabella 6-10. Unità funzionali, confini, utilizzo e valori della categoria di impatto per diverse analisi del ciclo di vita (LCA).....	80
Tabella 7-1. Dati tecnici da letteratura per diverse tecnologie di elettrolizzatori (Nasser et al., 2022)	93
Tabella 7-2. Schede tecniche per diversi modelli di elettrolizzatori disponibili sul mercato	94
Tabella 7-3. Dati tecnici da letteratura per diversi modelli di celle a combustibili (GenCell, s.d.).....	94
Tabella 7-4. Schede tecniche per diversi modelli di Fuel Cell disponibili sul mercato.....	95
Tabella 7-5. Standard europei per le fasi del processo P2H2P	96
Tabella 7-6. Dati economici da letteratura per diversi modelli dell'elettrolizzatore	97
Tabella 7-7. Dati economici da letteratura per diversi modelli delle fuel cell.....	97
Tabella 7-8. Indicatori del ciclo di vita per ogni modello di elettrolizzatore e Fuel cell	99

ELENCO DELLE FIGURE

Figura 3-1. Impianto fotovoltaico domestico su tetto connesso alla rete (Electrical Engineering Portal, 2023)	21
Figura 3-2. Impianto fotovoltaico a terra connesso alla rete (Electrical Engineering Portal, 2023)	22
Figura 3-3. Schema di funzionamento di un impianto fotovoltaico off-grid (Electrical Engineering Portal, 2023).....	22
Figura 3-4. Rappresentazione schematica della struttura di un sistema fotovoltaico: cella, modulo e sistema (U.S. Department of Energy, 2019).....	23
Figura 3-5. Rappresentazione schematica della composizione di un modulo fotovoltaico (RELION, 2022)	23
Figura 3-6. Schema della struttura di una cella PERC (p-type) (Lv et al., 2020).....	24
Figura 3-7. Schema della struttura di una cella TOPCon n-type (Rahman et al., 2024)	24
Figura 3-8. Schema della struttura di una cella SHJ n-type (Mahim et al., 2024).....	25
Figura 3-9. Schema della struttura di una cella CdTe (Scarpulla et al., 2023)	25
Figura 3-10. Curve I-V e P-V per celle PERC JAM72S30-540	27
Figura 3-11. Curve I-V e P-V per celle TOPCon 66HL4M-(V)	27
Figura 3-12. Curva I-V per celle SHJ MB_W120AyB_400	27
Figura 3-13. Curve I-V e P-V per celle CdTe TG-T30 180W (OGT Solar, 2022b).....	28
Figura 3-14. Forniture globali annuali di PV per tecnologia (Feldman et al., 2024).....	28
Figura 3-15. dati di mercato delle tecnologie di celle in silicio cristallino (c-Si)(Philipps & Warmuth, 2025, 2025).....	28
Figura 3-16. Quota della produzione di celle fotovoltaiche (a sinistra) e di moduli fotovoltaici (a destra) per Paese nel 2023 (IEA, 2024)	29
Figura 4-1. Conversione meccanica ed elettrica della potenza in una turbina (Blaabjerg & Ma, 2017)	46
Figura 4-2. a) Schema di una turbina ad asse orizzontale (HAWT) (Zenia Energy, s.d.) a sinistra e b) di una turbina ad asse verticale (VAWT) (Tjiu et al., 2015) a destra	47
Figura 4-3. Curve di Potenza normalizzate per 9 delle turbine selezionate, fatto con Matlab	50
Figura 4-4. Il CAPEX (a sinistra) e costi di OPEX (a destra) in funzione della potenza nominale	52
Figura 4-5. Modelli per il calcolo degli indicatori in funzione della potenza nominale estratti dallo studio (Mendecka & Lombardi, 2019), run eseguiti su Matlab per le potenze nominali pari a 1-5-10-30-50-100-200-300-400-500 kW. Da notare che il punto rappresenta il separatore decimale.	53
Figura 4-6. Indicatori del ciclo di vita in funzione della potenza nominale (elaborazione Matlab)	54
Figura 4-7. Valori limite di emissione Leq in dB(A)	55
Figura 5-1. Schema di un impianto a bacino di accumulo (Kumar et al., 2011a)	58
Figura 5-2. Schema di un impianto a pompaggio (Kumar et al., 2011a).....	59
Figura 5-3. Schema di un impianto ad acqua fluente (Kumar et al., 2011a)	59
Figura 5-4. Diverse tipologie di sistemi ad acqua fluente (Tsuanyo et al., 2023).....	60
Figura 6-1. Volumi globali di batterie agli ioni di litio in uso per tipologia di applicazione nel settore energetico (IEA, 2024)	66
Figura 6-2. Schema di funzionamento di una batteria agli ioni di litio (Richye, 2024)	67
Figura 7-1. Configurazione elettrica con idrogeno (G. Raimondi & Spazzafumo, 2023).....	87
Figura 7-2. Configurazione di un sistema PV-RHFC integrato con unità di turbine eoliche e accumulo ausiliario a batteria. WT = turbina eolica e PV = fotovoltaico (Arsalis et al., 2022).....	88
Figura 7-3. Sistema di elettrolisi basato sulla tecnologia di cella AWE (Tsotridis & Pilenga, 2018)	89
Figura 7-4. Schema di funzionamento delle 4 tecnologie di elettrolizzatori: (a) AWE, (b) PEM, (c) SOEC e (d) AEM (K. Zhang et al., 2022)	90
Figura 7-5. Schema del sistema a celle a combustibile (Nik Zaiman et al., 2022)	91
Figura 7-6. Nucleo SOFC alimentato con un flusso di riformato o syngas (Corigliano et al., 2022).....	92

Figura 7-7. Cella a combustibile AFC (Ferriday & Middleton, 2021)	92
Figura 7-8. Cella a combustibile PEMFC (Shuhayeu et al., 2024)	92
Figura 7-9. Cella a combustibile PAFC (Gupta et al., 2024)	92
Figura 7-10. Cella a combustibile MCFC (Gao et al., 2023)	93
Figura 7-11. Cella a combustibile DMFC (Viet Long et al., 2012)	93
Figura 7-12. Evento iniziale che ha portato ad una perdita di idrogeno (Calabrese et al., 2024)	96
Figura 7-13. Categoria dell'incidente della perdita di idrogeno (Calabrese et al., 2024)	96

ACRONIMI

AEM	Membrana a scambio anionico	NCA	Ossido di litio nichel cobalto alluminio
AEP	Produzione annua di energia	NMC	Ossido di litio nichel manganese cobalto
AFC	Celle alcaline	NMVOCe _q	Composti organici volatili non metanici equivalenti
AP	Potenziale di acidificazione	NO _x eq	Ossidi di azoto equivalenti
ARC	Rivestimenti antiriflesso	OMEX	Costi di esercizio e manutenzione
AWE	Elettrolisi dell'acqua alcalina	P2H2P	Power-to-Hydrogen-to-Power
BESS	Sistema di accumulo di energia a batteria	PAFC	Celle ad acido fosforico
BMS	Sistema di gestione della batteria	PAT	Pompa-turbina
BoP	Balance of plant	PCR	Regole di categoria di prodotto
CAPEX	Costi di capitale	PEM	Membrana a scambio protonico
DD	Direct drive	PEMFC	Celle ad elettroliti polimerici
DMFC	Celle a metanolo diretto	PGMs	Metalli del gruppo del platino
DoD	Profondità di scarico	PMSG	Permanent magnet synchronous generator
EP	Potenziale di eutrofizzazione	PtP	Power-to-Power
EU	Unione Europea	RAEE	Rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche
EV	Veicolo elettrico	SHP	Piccole centrali idroelettriche
HPP	Centrali idroelettriche	SoC	Stato di carica
IPCEI	Important Project of Common European Interest	SOEC	Celle di elettrolizzatori a ossido
LCO	Ossido di litio cobalto	SOFC	Celle a ossidi solidi
Leq	Livello sonoro equivalente continuo	TRL	Livelli di maturità tecnologica
LFP	Litio-ferro-fosfato		
MCFC	Celle a Carbonati Fusi		

1 INTRODUZIONE

1.1 IL PROGETTO PANORAMA E IL MANUALE

Il progetto PANORAMA utilizza e promuove la cooperazione tra istituti di ricerca, aziende, stakeholder e autorità locali al fine di individuare e fornire un supporto decisionale all'implementazione di soluzioni innovative nel campo dell'efficienza energetica, dell'uso delle energie rinnovabili e della collaborazione di produttori e consumatori nel quadro delle comunità energetiche.

La crescente urgenza della transizione energetica, causata dalla crisi climatica e dall'attuale situazione politica in Europa e nel mondo, rende necessario aumentare rapidamente e concretamente l'uso sostenibile delle fonti energetiche rinnovabili a livello regionale.

Il nuovo scenario richiede di ottenere rapidamente risultati di ricerca sull'integrazione dell'energia solare, dell'energia idroelettrica e dell'energia eolica immediatamente applicabili in un contesto regionale e locale, in particolare per quanto riguarda l'integrazione dei sistemi nell'ambiente e l'implementazione pratica di comunità di energia rinnovabile o di forme simili di autoproduzione di energia elettrica.

L'obiettivo del progetto è mettere in comune e sistematizzare il know-how utile alla verifica della fattibilità tecnica ed economica e della migliore integrazione possibile dei nuovi sistemi energetici nel paesaggio. Sono previste come regioni pilota le seguenti province e regioni: la zona industriale di Maniago (Provincia di Pordenone, Friuli Venezia Giulia, Italia), **zone in Provincia di Belluno** (Veneto, Italia) e la regione di Salisburgo (Austria). Il risultato di PANORAMA sarà la creazione di strumenti informativi geografici e tecnici, che incorporeranno le varie competenze dei partner coinvolti.

Il presente documento, intitolato "Manuale delle tecnologie esistenti per la conversione e lo stoccaggio dell'energia da fonti rinnovabili nell'area del programma", è stato redatto con l'obiettivo di fornire una panoramica delle tecnologie attualmente disponibili per la conversione e lo stoccaggio dell'energia da fonti rinnovabili, che potrebbero essere potenzialmente implementate all'interno di una Comunità Energetica Rinnovabile (CER).

Gli autori precisano che le informazioni riportate potrebbero essere soggette a modifiche, data la rapida evoluzione delle tecnologie e delle economie, e che i dati sono stati spesso elaborati dagli autori del documento o all'interno della fonte stessa. Si raccomanda quindi ai lettori di fare riferimento alle citazioni riportate nel testo e di esaminare ulteriormente i dati disponibili prima di prendere decisioni di natura ingegneristica ed economica. Le tecnologie e la loro applicabilità alle CER dipendono inoltre dal contesto locale; pertanto, i lettori dovrebbero effettuare ulteriori valutazioni quando intendono implementare una tecnologia.

Il presente manuale è strutturato come segue. Il Capitolo 1, introduttivo, presenta il progetto, il concetto di CER e la quantificazione degli impatti ambientali. Il Capitolo 2 illustra gli incentivi finanziari disponibili per le CER in Italia e in Austria, ossia i Paesi in cui si trovano le comunità pilota del progetto. I Capitoli dal 3 al 7 sono dedicati alle diverse tecnologie per la produzione e l'accumulo di energia da fonti rinnovabili. In particolare, tra le tecnologie di conversione energetica vengono analizzati i pannelli fotovoltaici, le turbine eoliche e l'energia idroelettrica. Per quanto riguarda invece le tecnologie di accumulo, vengono approfonditi l'accumulo idroelettrico, le batterie al litio-ferro-fosfato e il sistema "power-to-hydrogen-to-power". Ciascuno di questi capitoli segue una struttura analoga, affrontando i possibili ambiti di integrazione all'interno di una CER, gli aspetti tecnici, i dati economici e gli impatti ambientali associati. La sezione dedicata ai pannelli fotovoltaici rappresenta la parte più ampia del manuale, in quanto questa tecnologia risulta attualmente la più facilmente implementabile all'interno delle CER.

1.2 COS'È UNA CER: LEGISLAZIONE, PARTECIPANTI E OBIETTIVI

Una CER è un accordo collaborativo tra più soggetti, finalizzato alla condivisione dell'energia elettrica e al supporto della rete attraverso la produzione di energia da fonti rinnovabili. Il riconoscimento delle CER

si inserisce nel più ampio quadro normativo europeo per la promozione delle energie rinnovabili, avviato con la Direttiva 2009/28/CE e successivamente aggiornato dalla Direttiva UE 2018/2001, nota come RED II. Quest'ultima ha introdotto formalmente la definizione di comunità energetica rinnovabile, delineandone il ruolo all'interno del sistema energetico europeo. L'attuale Direttiva UE 2023/2413, nota come RED III e adottata nel 2023, approfondisce ulteriormente il quadro normativo relativo alle CER e rafforza gli obiettivi europei in materia di energia rinnovabile. In particolare, la direttiva stabilisce un obiettivo vincolante a livello dell'Unione Europea (EU, European Union): raggiungere entro il 2030 una quota pari al 42,5% di energia da fonti rinnovabili nel mix energetico complessivo. La RED III definisce inoltre le scadenze entro le quali ciascuno Stato membro deve recepire tali disposizioni nella propria legislazione nazionale. La direttiva attribuisce anche un ruolo rilevante alle autorità nazionali, regionali e locali, chiamate a favorire l'integrazione delle CER nel sistema energetico e a promuovere l'autoconsumo. A tal fine, incoraggia la riduzione degli ostacoli amministrativi, l'adozione di normative capaci di facilitare l'integrazione delle fonti rinnovabili e la diffusione di informazioni trasparenti e accessibili. Tra queste rientrano, ad esempio, le informazioni relative alla disponibilità di installatori qualificati, considerate importanti per rafforzare la fiducia dei cittadini e favorire una più ampia partecipazione alla transizione energetica (European Court of Auditors, 2026; RED III, 2023).

I diversi Paesi adottano quadri normativi differenti per le comunità energetiche rinnovabili, in particolare per quanto riguarda le modalità di partecipazione, i limiti di potenza installabile e i meccanismi di incentivazione. In Italia, il quadro normativo di riferimento è definito dal Decreto Legislativo 199/2021 e dai successivi provvedimenti attuativi, tra cui la Delibera ARERA 727/2022 e il Decreto Ministeriale 414/2023. Tali disposizioni stabiliscono che i membri di una comunità energetica debbano essere connessi alla medesima cabina primaria e che la potenza degli impianti ammessi non possa superare 1 MW per singolo impianto (Repubblica Italiana, 2021). In Austria, nel 2021, è stato adottato l'Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG), identificato nella Gazzetta Ufficiale Federale BGBl. I n. 150/2021, insieme all'Electricity Industry and Organization Act (EIWOG), BGBl. I n. 110/2010. Queste normative mirano a raggiungere una produzione elettrica basata al 100% su fonti rinnovabili entro il 2030 e la neutralità climatica entro il 2040 (Grantham Research Institute, 2026a).

La partecipazione ad una CER è inoltre incentivata da specifici meccanismi economici, che verranno approfonditi nel Capitolo 2. I partecipanti ad una CER possono includere singoli cittadini, comunità condominiali, enti pubblici e privati e piccole e medie imprese (ENEL, 2023). All'interno della comunità, i membri si distinguono in tre categorie principali: produttori, consumatori e prosumer. I produttori sono soggetti che installano impianti fotovoltaici e immettono l'energia elettrica prodotta nella rete. I consumatori, al contrario, non producono energia e soddisfano il proprio fabbisogno acquistandola dalla rete. I prosumer combinano entrambe le funzioni, producendo energia elettrica, autoconsumandone una parte o la totalità e cedendo alla rete l'eventuale surplus (Becchetti & Salustri, 2025). È importante sottolineare che i membri di una CER che acquistano energia dalla rete non prelevano fisicamente l'elettricità direttamente dagli altri produttori o prosumer della comunità. Tuttavia, l'energia scambiata rimane a bassa tensione nel passaggio dal produttore alla rete e successivamente al consumatore, riducendo così le perdite di trasmissione rispetto ai flussi energetici su lunghe distanze (Mocci et al., 2024). L'obiettivo principale di una CER è massimizzare la coincidenza tra produzione e consumo all'interno della comunità, favorendo l'utilizzo locale dell'energia prodotta, sia in tempo reale sia attraverso sistemi di accumulo, come le batterie. L'energia in eccesso può comunque essere immessa nella rete, contribuendo a fornire elettricità da fonti rinnovabili anche ai consumatori esterni alla CER. Di conseguenza, i benefici delle comunità energetiche si estendono anche ai non membri, poiché la rete elettrica nel suo complesso diventa progressivamente più sostenibile e basata su fonti rinnovabili.

Una CER può integrare una o più fonti di energia rinnovabile. Nel 2024, il 48% dell'elettricità prodotta in Europa proveniva da fonti rinnovabili (Council of the EU and the European Council, 2026). Tra queste, i pannelli fotovoltaici rappresentano una delle principali tecnologie adottabili all'interno di una CER. Altre tecnologie che si possono impiegare sono le pale eoliche e gli impianti idroelettrici. In Europa, una CER

basata esclusivamente su produzione fotovoltaica raggiunge mediamente un tasso di autoconsumo pari al 39,4%, con un tempo di rientro economico di circa 2,57 anni. L'integrazione di un sistema ibrido, composto per il 50% da energia solare e per il 50% da generazione eolica, consente di aumentare significativamente l'autoconsumo, che può arrivare fino al 66% (Papapietro, 2024).

Le risorse energetiche rinnovabili sono maggiormente distribuite sul territorio, ma anche più intermittenti e meno prevedibili, per cui richiedono l'integrazione con sistemi di accumulo di energia elettrica (EES, electrical energy storage), che assumono un ruolo fondamentale nel fornire flessibilità garantire un'alimentazione elettrica continua alla rete. Un EES è definito come il processo attraverso il quale l'energia elettrica proveniente da una sorgente viene convertita, tramite un modulo di conversione in un'altra forma o in un mezzo di accumulo, che può essere chimico, meccanico, termico o magnetico. Questo processo avviene quando c'è un surplus energetico, per esempio durante le ore di punta della produzione solare. L'energia convertita viene immagazzinata per un periodo limitato, per poi essere nuovamente trasformata in energia elettrica quando necessario (Medina et al., 2014), e questo avviene tipicamente quando la produzione di energia è insufficiente rispetto alla domanda, come durante la notte, in cui non c'è produzione solare, o in periodi di bassa produzione eolica.

Sebbene l'obiettivo della CER è massimizzare il consumo in tempo reale, la presenza di sistemi di EES è necessaria per farla funzionare al meglio. Ovviamente, a causa delle perdite, si cerca di diminuire il più possibile l'impiego di EES e comunque di introdurre la tipologia di EES più adatta alla situazione.

La soluzione più semplice e diffusa è rappresentata dai sistemi di accumulo di energia a batteria (BESS, battery energy storage system), che risultano particolarmente versatili in quanto modulari e scalabili. Esistono anche soluzioni di accumulo più avanzate, quali sistemi basati sull'idrogeno che includono elettrolizzatori, stoccaggio e celle a combustibile, permette ulteriori incrementi delle prestazioni energetiche. In particolare, un sistema ibrido con una quota del 55% di produzione solare e del 45% di produzione eolica può raggiungere livelli di autoconsumo fino all'83,7%. Tuttavia, allo stato attuale, tali configurazioni risultano ancora economicamente non sostenibili (G. Raimondi & Spazzafumo, 2023).

Esistono numerose iniziative sostenute dall'UE per la crescita dei CER, ad esempio il Citizen Energy Advisory Hub. Questa commissione contribuisce a promuovere il coinvolgimento del settore pubblico e privato, a diffondere informazioni tecniche e normative, nonché la legislazione europea e la pianificazione (aspetti finanziari, tecnici e sociali). Inoltre, esistono varie fonti per individuare e identificare i CER attualmente esistenti in Europa. Ad esempio, in Italia, il Gestore Servizi Energetici (GSE) fornisce un elenco e una mappa delle cabine primarie e dei CER esistenti con informazioni quali la loro capacità, il numero di utenti, il comune, la provincia e il gestore di rete (Gestore Servizi Energetici, s.d.-c). In Austria, Salisburgo conta circa 200 CER a gennaio 2025 (The Salzburg Institute for Spatial Planning and Housing, s.d.).

1.2.1 VALUTAZIONE ECONOMICA

Per ciascuna tecnologia analizzata, saranno presentati i costi di capitale (CAPEX, capital expenditure) e i costi di esercizio e manutenzione (OPEX, operation and maintenance expenditure). Il CAPEX rappresenta l'investimento iniziale necessario per la realizzazione di un impianto e include, ad esempio, l'acquisto dei pezzi, i costi legati alla tassazione, al trasporto, all'installazione e alla messa in servizio dell'impianto. I costi di OPEX si riferiscono invece alle attività di gestione e manutenzione durante la fase operativa dell'impianto e sono generalmente correlati alla potenza installata e alla vita utile dell'impianto (Cristea et al., 2025).

1.2.2 VALUTAZIONE AMBIENTALE

Le valutazioni del ciclo di vita (LCA) misurano l'impatto ambientale di un prodotto o di un processo durante tutto il suo ciclo di vita (detto "dalla culla alla tomba" o "cradle to grave" in inglese) o durante un segmento specifico del ciclo di vita (ad esempio la sola produzione, spesso denominato "dalla culla al

cancello” o “cradle to gate” in inglese). Le LCA possono rappresentare uno strumento utile per valutare quale tecnologia, o combinazione di tecnologie, sia più adatta a una comunità energetica rinnovabile.

Un'analisi LCA è composta da quattro fasi: definizione dell'obiettivo e dell'ambito, analisi dell'inventario, valutazione dell'impatto del ciclo di vita (LCIA, *life cycle impact assessment*) e interpretazione (Muralikrishna & Manickam, 2017). La sezione relativa all'obiettivo e all'ambito definisce lo scopo della LCA, i confini e l'unità funzionale (FU, *functional unit*). Il confine di sistema di un'LCA definisce quali fasi del ciclo di vita sono incluse nell'analisi. La produzione spesso include la raccolta delle materie prime. Gli studi presenti in letteratura possono adottare confini di sistema differenti. In alcuni casi le differenze sono esplicite, come l'inclusione o l'esclusione della fase di fine vita (EoL, *end of life*) del prodotto in altri risultano meno evidenti. Ad esempio, uno studio può considerare il trasporto delle materie prime verso il sito di produzione, ma non il trasporto del prodotto finito fino al luogo di installazione, mentre un altro può includere entrambe le fasi di trasporto. La fase di analisi dell'inventario tiene conto di tutti i componenti che costituiscono gli input (materie prime, componenti già lavorati, energia) e gli output (prodotti ed emissioni di rifiuti) durante il ciclo di vita. Gli studi spesso non forniscono un elenco degli inventari; pertanto, può essere difficile capire quali componenti sono stati inclusi nell'analisi (Zampori et al., 2016). La fase LCIA calcola i vari impatti sull'ambiente e sulla salute umana in termini di diverse categorie. La fase di interpretazione comprende la revisione dei risultati, la post-elaborazione (ponderazione e normalizzazione) e le analisi di sensibilità.

Le categorie di impatto valutate dipendono dalla metodologia LCIA selezionata (Athena Sustainable Materials Institute, 2025). I metodi LCIA includono ReCipe (Huijbregts et al., 2016), Environmental Footprint (EF) (Andreasi Bassi et al., 2023), Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) 2021 (Bashmakov et al., 2023), Tool for Reduction and Assessment of Chemical and Other Environmental Impacts (TRACI) (Bare, 2012). I metodi offrono risultati per categorie intermedie (midpoint), categorie finali (endpoint) o entrambe (Rybczewska-Błazejowska & Jezierski, 2024a), ma ciascuno con un numero diverso di categorie e metodologie di calcolo. Esempi di midpoint sono il potenziale di cambiamento climatico (noto anche come impronta di carbonio o potenziale di riscaldamento globale), l'eutrofizzazione delle acque dolci, l'eutrofizzazione marina, le radiazioni ionizzanti, l'uso dell'acqua, le risorse fossili, il cambiamento climatico, l'esaurimento dell'ozono, il particolato e l'uso del suolo. Esempi di endpoint sono la salute umana, le risorse e la salute ambientale (Andreasi Bassi et al., 2023; Huijbregts et al., 2016). Le categorie di midpoint valutano il rischio e le categorie di endpoint valutano il danno. Gli impatti multipli di midpoint vengono raggruppati e presentati come una categoria di endpoint.

Il confronto dei risultati tra studi diversi può risultare difficile a causa di differenti i) metodi LCIA, ii) unità funzionali, iii) confini del sistema, iv) sostituzione dei componenti, v) strategie di EoL e vi) unità finali presentate (valori grezzi, normalizzati, pesati) (Bogacka et al., 2017). Per confrontare risultati ottenuti con diversi metodi LCIA, è necessario armonizzare i dati.

2 INCENTIVI E SUSSIDI

Questo capitolo si concentra sugli incentivi e sui sussidi per l'implementazione delle energie rinnovabili in Austria e Italia, in cui il progetto PANORAMA prevede aree pilota CER. La sezione si concentra sugli incentivi PV.

2.1 AUSTRIA

La legge sull'espansione delle energie rinnovabili (EAG) del 2021 è il principale atto legislativo che disciplina l'attuazione, la promozione e il finanziamento degli impianti di energia rinnovabile, anche nell'ambito dei CER (Grantham Research Institute, 2026b). I sussidi e gli incentivi nazionali per gli impianti energetici alimentati da fonti rinnovabili (solare, eolico, biomasse e idroelettrico) sono erogati da varie agenzie di finanziamento in Austria, tra cui spiccano l'Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG) e il Klima- und Energiefonds (KLIEN) (Eriksson Berggren et al., 2023). Inoltre, gli Stati federali e i comuni possono avere i propri programmi di finanziamento rivolti a diversi gruppi target.

Gli incentivi si dividono in incentivi agli investimenti e incentivi alla produzione. Prendendo come esempio gli impianti fotovoltaici, gli incentivi agli investimenti dipendono dalle dimensioni (potenza di picco dell'impianto fotovoltaico e capacità utile della batteria) di un nuovo impianto fotovoltaico o dell'ampliamento dell'impianto esistente. Il contributo può essere a tasso fisso (€/kWp o €/kWh) (ad es. categorie A e B della sovvenzione agli investimenti EAG) oppure dipendere dalla quantità richiesta (ad es. categorie C e D della sovvenzione agli investimenti EAG). Le categorie A e B della sovvenzione agli investimenti EAG vengono assegnate in base al principio "primo arrivato, primo servito". Le categorie C e D della sovvenzione agli investimenti EAG funzionano classificando i richiedenti al termine del periodo di presentazione delle domande. Coloro che richiedono il finanziamento più basso (€/kWp) ricevono il finanziamento per primi. Più ci si avvicina al tasso massimo, maggiori sono le possibilità di ricevere il sussidio, ma aumenta anche il rischio. I sussidi alla produzione, come il Market Premium, si basano sull'elettricità immessa in rete. I programmi finanziari di solito si escludono a vicenda, ma alcuni possono essere combinati con finanziamenti locali. Il richiedente deve verificare le regole di ciascun programma. Gli incentivi descritti in questo capitolo possono essere applicati ai REC e agli impianti di dimensioni superiori a un CER realistico (Fortix, 2026).

Inoltre, esistono opportunità di finanziamento provenienti dall'estero a sostegno dei progetti nel settore delle energie rinnovabili. Ad esempio, la Banca europea per gli investimenti ha approvato un prestito di 400 milioni di euro a favore dell'Austria per sostenere la costruzione di una centrale idroelettrica di pompaggio (150 MW) e di una centrale ad acqua fluente (28 MW), che saranno realizzate da Energie AG Oberösterreich (Energie AG) (European Investment Bank, 2025).

Per quanto riguarda il Land di Salisburgo, l'OeMAG ha offerto finanziamenti per l'installazione di impianti fotovoltaici, ma il termine per la presentazione delle domande è scaduto nel dicembre 2025. Attualmente il Land dispone di un programma di finanziamento per gli impianti di riscaldamento a biomassa. Il tasso di sovvenzione è pari al 25 % più un eventuale supplemento (massimo 40 %) dei costi di progetto ammissibili e riconosciuti (Land Salzburg, s.d.-a). Per quanto riguarda l'energia idroelettrica, dal 2012 è in corso una campagna per modernizzare, ampliare e ristrutturare piccoli impianti idroelettrici fino a 10 MW. Nella fase 1, i richiedenti compilano una domanda e commissionano una valutazione dell'impianto attuale. La fase 2 consiste in una valutazione in loco, effettuata da un esperto selezionato dall'agenzia di elaborazione, delle condizioni idrologiche, tecniche, ecologiche e legali, con l'identificazione di potenziali miglioramenti. Il beneficiario non sostiene alcun costo per la Fase 1, poiché questi sono coperti dall'agenzia incaricata della gestione. Per la fase 2, il beneficiario paga 1/3 della consulenza con un massimo di 500 €. Gli impianti idroelettrici di picco (fino a 30 kW) hanno un processo separato e per la fase 2 il beneficiario paga 1/3 della consulenza con un massimo di 200 €. L'agenzia incaricata è l'Ufficio del Governo dello Stato di Salisburgo, Gestione generale delle acque (Land Salzburg, s.d.-b).

Le tabelle seguenti illustrano gli attuali programmi nazionali di incentivazione per il fotovoltaico. La Tabella 2-1 fornisce una sintesi del premio di mercato nazionale EAG, noto anche come premio di immissione in rete; la Tabella 2-2 fornisce una sintesi del contributo agli investimenti KLIEN per le comunità energetiche; la Tabella 2-3 fornisce una sintesi dei contributi agli investimenti EAG per impianti fotovoltaici nuovi e ampliati, finanziati dall'OeMAG. Inoltre, l'OeMAG finanzia altri progetti di installazione di energie rinnovabili (eolico, idroelettrico e biomasse) nel 2026; ulteriori dettagli sono disponibili qui: (<https://www.eag-abwicklungsstelle.at/foerderkalender>).

Tabella 2-1. Premio di mercato per l'elettricità fotovoltaica immessa in rete

Riepilogo	Il premio di mercato è un sussidio per l'elettricità fotovoltaica immessa in rete, ovvero un premio aggiuntivo rispetto al valore di mercato di riferimento (grossomodo equivalente al prezzo medio dell'elettricità scambiata sul mercato). Durante la fase di gara, deve essere registrato il prezzo dell'elettricità economicamente necessario per l'impianto fotovoltaico. La classificazione viene effettuata in base all'offerta (dalla più bassa). Al momento dell'accettazione del contratto è necessario depositare una garanzia finanziaria; in caso di accettazione del contratto è richiesto il deposito di una seconda garanzia. Per gli impianti fotovoltaici su terreni agricoli e prati, si applica una riduzione del 25% (eccetto gli impianti Agri-PV). Il valore massimo per il prezzo dell'elettricità registrato è stabilito dal legislatore (determinazione tramite direttive). Il premio di mercato viene erogato mensilmente per un periodo di 20 anni. Il rimborso dei proventi aggiuntivi derivanti dalla commercializzazione dell'elettricità è richiesto per gli impianti fotovoltaici con una capacità pari o superiore a 5 MWp. Volume del bando per data di offerta: minimo 175 MWp Combinabilità: Questo finanziamento non può essere combinato con il contributo agli investimenti EAG. Le combinazioni con altri sussidi federali devono essere verificate. La combinazione con sussidi statali o comunali non è consentita.	
Informazioni sull'ente finanziatore	OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG, Alserbachstraße 14-16, 1090 Vienna +43 5 787 66 10, eag@oem-ag.at , https://eag-abwicklungsstelle.at/	
Tipo di finanziamento	Sovrapprezzo rispetto al valore di mercato di riferimento	
Dimensione minima sovvenzionata dell'impianto PV:	10 kWp	
Dimensione massima sovvenzionata dell'impianto PV:	Nessun limite	
Massimo supporto finanziario	7,77 ct/kWh	
Data di inizio e fine della domanda di finanziamento	Bando di gara 2026: 02.03.2026 - 17.03.2026 27.05.2026 - 11.06.2026 09.09.2026 - 24.09.2026 25.11.2026 - 10.12.2026	Bando di gara 2027: 26.01.2027 - 10.02.2027 07.04.2027 - 22.04.2027 23.06.2027 - 08.07.2027 22.09.2027 - 07.10.2027

Tabella 2-2. Sovvenzioni KLIEN per le comunità energetiche

Riepilogo	Lo sviluppo ulteriore delle comunità energetiche rinnovabili (EEG), delle comunità energetiche dei cittadini (BEG) e degli impianti di generazione condivisa (GEA) è sostenuto in relazione alle seguenti aree tematiche prioritarie: • L'ampliamento della comunità, l'apertura a nuovi gruppi di partecipanti e le misure di sensibilizzazione sull'innovazione sociale e tecnologica. • Misure per la digitalizzazione, l'automazione, il miglioramento della prevedibilità e l'implementazione di applicazioni intelligenti per un maggiore controllo/flessibilità. I servizi e le acquisizioni di supporto per l'attuazione di misure in una o entrambe le aree prioritarie sono ammissibili al finanziamento. Nel contesto dei bandi prioritari 1, al momento della domanda o tramite l'attuazione delle misure presentate per il finanziamento devono essere soddisfatti almeno due dei criteri per il conseguimento dell'innovazione sociale nella comunità energetica. Nel contesto del bando prioritario 2, devono essere soddisfatti almeno due dei criteri stabiliti nella guida al finanziamento per l'attuazione delle innovazioni tecnologiche nella comunità energetica. Combinabilità: La combinazione con altri sussidi federali per misure identiche o quote di investimento non è consentita. Inoltre, la combinazione con sussidi statali e comunali è ammissibile nel rispetto dei massimali di sussidio.
Informazioni sull'ente finanziatore	Team di gestione delle comunità energetiche di Municipal Credit Public Consulting, Türkenstraße 9, 1090 Vienna +43 1 316 31 716, umwelt@kommunalkredit.at
Tipo di finanziamento	Contributo agli investimenti una tantum
Finanziamento massimo disponibile	Bando prioritario 1: max. 10.000 € Bando prioritario 2: max. 20.000 € ma massimo il 50% dei costi riconoscibili Dotazione del sussidio: 5,3 milioni €
Data di inizio e fine della domanda di finanziamento	20.01.2026 - 16.07.2026 (ore 12:00) o fino ad esaurimento del budget

Tabella 2-3. Sovvenzioni di investimento EAG A-D

Riepilogo	Il finanziamento è previsto per la costruzione o l'ampliamento di un impianto PV e, facoltativamente, di un sistema di accumulo di energia elettrica di nuova costruzione ad esso collegato. La domanda di finanziamento può essere presentata dopo l'inizio dei lavori, ma deve avvenire in ogni caso prima che la misura da finanziare venga messa in esercizio. Le domande di finanziamento per impianti fotovoltaici e sistemi di accumulo di energia possono essere presentate ai rispettivi bandi. È necessario acquisire il "numero di punto di misurazione PV"* dall'operatore di rete e potrebbero essere richieste autorizzazioni da parte delle autorità locali (ad esempio permessi edilizi ed elettrici). Si tratta di un contributo una tantum. L'ammissibilità di un sistema di accumulo è legata alla domanda di finanziamento per l'impianto fotovoltaico. Non è possibile finanziare il sistema di accumulo da solo. Allo stesso modo, le espansioni di accumulo di energia elettrica e gli impianti a balcone non rientrano nell'oggetto di questo finanziamento. Gli impianti fotovoltaici innovativi* possono ricevere una maggiorazione del 30% sulle aliquote di sussidio (quindi un massimo del 130% dell'aliquota di sussidio). Per gli impianti fotovoltaici costruiti su un'area agricola o un'area verde, si applica una riduzione del 25% sull'aliquota di sussidio. Le eccezioni per gli impianti PV sono disponibili su https://www.oem-ag.at/foerderung. Bonus "Made-in-Europe": gli impianti fotovoltaici con moduli PV e/o inverter che hanno subito un processo di valorizzazione all'interno dello Spazio Economico Europeo e della Svizzera ricevono un supplemento fino al 20% (+ 10% per componente) sull'aliquota di sussidio applicabile. Per l'accumulo di energia elettrica, si applica una maggiorazione del 10% sul valore aggiunto. Combinabilità: Questo sussidio non può essere combinato con il sussidio del premio di mercato EAG. Le combinazioni con altri finanziamenti federali o statali devono essere esaminate nelle rispettive linee guida di finanziamento.			
Informazioni sull'ente finanziatore	OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG, Alserbachstraße 14-16, 1090 Vienna +43 5 787 66 10, eag@oem-ag.at, https://eag-abwicklungsstelle.at/			
Tipo di finanziamento	Contributo agli investimenti una tantum			
Contributo	A	B	C	D
Dimensione minima sovvenzionata dell'impianto PV	-	>10 kWp	>20 kWp	>100 kWp
Dimensione massima sovvenzionata dell'impianto PV:	10 kWp	20 kWp	100 kWp	1000 kWp
Capacità sovvenzionata del sistema di accumulo	Minimo 0,5 kWh/kWp installato fino a 50 kWh			

Tabella 2-3. Sovvenzioni di investimento EAG A-D (continua)

Supporto massimo (kWh è la capacità utilizzabile)	150 €/kWp (PV) e 150 €/kWh (accumulo) ma max 30% dei costi di investimento ammissibili#	140 €/kWp (PV) e 150 €/kWh (accumulo) ma max 30% dei costi di investimento ammissibili#	Fino a 130 €/kWp (PV) e 150 €/kWh (accumulo) ma max 30% dei costi di investimento ammissibili#	Fino a 120 €/kWp (FV) e 150 €/kWh (accumulo) ma max 30% dei costi di investimento ammissibili#
Finanziamento disponibile	9.000.000 €		21.000.000 €	
Data di inizio e fine della domanda di finanziamento	23.04.2026 - 11.05.2026 16.06.2026 - 30.06.2026 08.10.2026 - 22.10.2026			

*Il numero del punto di misurazione è il numero identificativo di un singolo allacciamento alla rete. Quando viene installato un impianto fotovoltaico, viene assegnato un ulteriore punto di misurazione.

*La definizione di impianto innovativo è disponibile al seguente link: <https://www.oem-ag.at/foerderung>

[#]Tra i due metodi di calcolo, quello a tasso fisso e quello basato sul 30% del costo dell'investimento, verrà assegnato il valore più basso.

2.2 ITALIA

L'Autoconsumo diffuso (AD) è un modello di consumo energetico in cui uno o più utenti condividono l'energia prodotta localmente da impianti, ottimizzando i flussi di rete all'interno della cabina primaria di riferimento. È disciplinato dal quadro normativo europeo (Direttiva RED II) e recepito in Italia tramite il D.Lgs. 199/2021, il DM n. 414/ 2023 ("Decreto CER") e provvedimenti ARERA/GSE.

A seguire un riepilogo degli incentivi disponibili nel corso del progetto Panorama e supporto dello sviluppo dell'autoconsumo diffuso partendo dal livello nazionale fino al dettaglio del territorio delle province in cui opera il programma. Sono presentati incentivi che hanno attinenza con AD, trascurando quelli per il fotovoltaico che non prevedano valutazioni o adesioni a configurazioni AD.

Nazionale

A livello nazionale sono disponibili Incentivi a Fondo Perduto relativi al bando PNRR e Incentivi in conto energia.

Al seguente link è possibile trovare informazioni riguardo agli Incentivi a Fondo Perduto: <https://www.gse.it/servizi-per-te/attuazione-misure-pnrr/comunit%C3%A0-energetiche-5000abitanti>. Il beneficio è erogato sotto forma di contributo in conto capitale per impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili e inseriti in configurazioni di CER o di Gruppo di autoconsumatori e ubicati in Comuni con popolazione inferiore a 50.000 abitanti, fino a un massimo del 40% delle spese ammissibili. Le iniziative dovranno entrare in esercizio entro 24 mesi dalla data di comunicazione dell'accordo di concessione e comunque non oltre il 31 dicembre 2027 (Gestore Servizi Energetici, s.d.-a).

L'impianto di produzione alimentato da fonti rinnovabili, per la cui realizzazione è richiesto il contributo in conto capitale, deve:

- essere di nuova costruzione o un potenziamento di impianto esistente
- avere una potenza non superiore a 1 MW
- essere ubicato in comuni con popolazione inferiore a 50.000 abitanti (a tal fine si farà riferimento ai dati Istat sui Comuni, aggiornati alla data di invio della richiesta)
- avere data di avvio dei lavori successiva alla data di presentazione della domanda di contributo
- disporre del titolo abilitativo alla costruzione e all'esercizio dell'impianto ove previsto
- disporre del preventivo di connessione alla rete elettrica accettato in via definitiva, ove previsto
- essere ubicato nell'area sottesa alla medesima cabina primaria a cui fa riferimento la configurazione di CER o di Gruppi di autoconsumatori di cui l'impianto farà parte
- rispettare i requisiti sugli impianti di produzione ivi inclusi i requisiti previsti dal principio DNSH (Do No Significant Harm) e dal tagging climatico
- essere inserito, una volta realizzato, in una configurazione di CER o di Gruppo di autoconsumatori per la quale risulti attivo il contratto per l'erogazione della tariffa incentivante.

Al seguente link è possibile trovare informazioni riguardo agli Incentivi in Conto Energia (Condivisa): <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/gruppi-di-autoconsumatori-e-comunita-di-energia-rinnovabile>. Il Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica del 7 dicembre 2023, n. 414, anche conosciuto come il Decreto CACER, ha definito le nuove modalità di concessione di incentivi, volti a promuovere la realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di comunità energetiche, gruppi di autoconsumatori e autoconsumatori a distanza. Il Testo Integrato per l'Autoconsumo Diffuso, allegato alla Delibera 727/2022/R/eel dell'ARERA, regola il meccanismo di funzionamento e i contributi di valorizzazione che spettano all'energia autoconsumata nell'ambito delle configurazioni ammesse (Gestore Servizi Energetici, s.d.-b).

Per il Decreto CACER, le tipologie di configurazione che accedono alla tariffa incentivante sono le seguenti:

- autoconsumatore a distanza
- gruppo di autoconsumatori
- CER

Regionale

A livello regionale, in Friuli-Venezia Giulia è stato aperto un Bando CER triennale 2025-2026 tra febbraio ed aprile, di tipologia 40% a fondo perduto, di cui si possono trovare ulteriori informazione al link: <https://www.regione.fvg.it/rafvg/cms/RAFVG/ambiente-territorio/energia/FOGLIA130/> (Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia, 2026).

La Regione Veneto propone bandi con scadenza variabile per fruitori pubblici e privati. Ad esempio, nel luglio 2024 era disponibile un bando, finanziato all'interno del PR FESR 2021-2027 - Azione 2.2.1, per la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile inseriti in una CER. Tale bando prevedeva un'agevolazione concedibile, nella forma di contributo a fondo perduto, nel limite massimo di euro 300.000,00, pari al 40% della spesa ammissibile per la realizzazione del progetto presentato, ed è rivolta alle Comunità Energetiche Rinnovabili, costituite in conformità con la Dir. 2018/2001/UE e con le norme nazionali di recepimento della stessa: DI 162/2019 conv. L. 8/2020 e D.Lgs. 199/2021; i Comuni e le Pubbliche Amministrazioni. Si possono trovare ulteriori informazione ai link: <https://www.regione.veneto.it/web/guest/article-detail?articleId=14248097> e <https://bur.regione.veneto.it/BurvServices/pubblica/DettaglioDgr.aspx?id=560014> (Regione del Veneto, s.d., 2026)

Provinciale

A livello provinciale, la camera di commercio di Udine e Pordenone ha finanziato Voucher per studio e realizzazione di CER (anno 2024 e 2025), di tipologia 70% a fondo perduto, di cui si possono trovare ulteriori informazione al link: <https://www.pnud.camcom.it/amministrazione-trasparente/sovvenzioni-contributi-sussidi-vantaggi-economici/criteri-e-modalita> (Camera di Commercio Pordenone - Udine, 2026).

3 PANNELLI FOTOVOLTAICI

3.1 POTENZIALE DI INTEGRAZIONE IN UNA COMUNITÀ ENERGETICA RINNOVABILE

I pannelli solari fotovoltaici (PV, photovoltaic) rappresentano una tecnologia particolarmente adatta alla generazione di energia elettrica all'interno di una CER, grazie alla loro elevata versatilità. Essi sono infatti modulari e scalabili, caratteristica che ne consente l'impiego sia in installazioni di piccola scala sia in impianti di maggiori dimensioni, adattandosi a diversi livelli di produzione energetica. Inoltre, possono essere installati sia a terra sia su superfici esistenti, come tetti e facciate degli edifici. La presenza sul mercato di numerose tecnologie e tipologie di moduli fotovoltaici comporta una significativa variabilità in termini di costi di investimento e di rendimento energetico, rendendo questa soluzione flessibile e adattabile a differenti contesti applicativi.

I PV possono essere collegati alla rete elettrica (grid) oppure fornire energia a strutture non connesse alla rete. In tutti i casi, l'elettricità viene generata sotto forma di corrente continua (DC, direct current) e poi convertita grazie ad un inverter in corrente alternata (AC, alternating current), che può essere utilizzata dai consumatori finali o immessa nella rete elettrica.

La Figura 3-1 mostra un'abitazione dotata di pannelli solari sul tetto collegati alla rete elettrica in bassa tensione (LV, low voltage): l'edificio utilizza l'elettricità prodotta e l'eventuale energia in eccesso viene immessa nella rete.

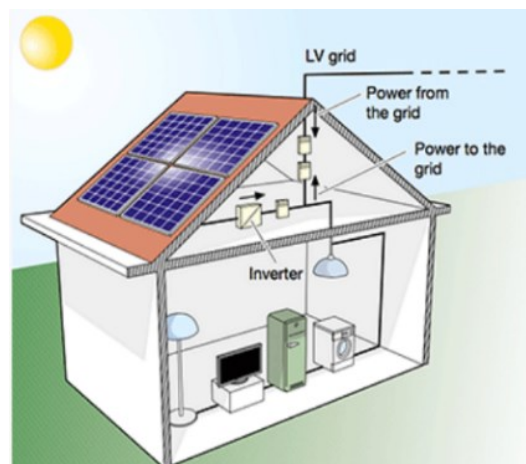


Figura 3-1. Impianto fotovoltaico domestico su tetto connesso alla rete (Electrical Engineering Portal, 2023)

Nella Figura 3-2 viene rappresentato un impianto a terra che invia l'elettricità direttamente alla rete (Electrical Engineering Portal, 2023).

Questa configurazione prevede che la corrente elettrica, oltre a essere convertita dall'inverter, transiti attraverso un quadro elettrico sul lato in DC (combiner box) e un quadro elettrico sul lato in AC (switchboard), per la gestione e alla protezione dei flussi elettrici.

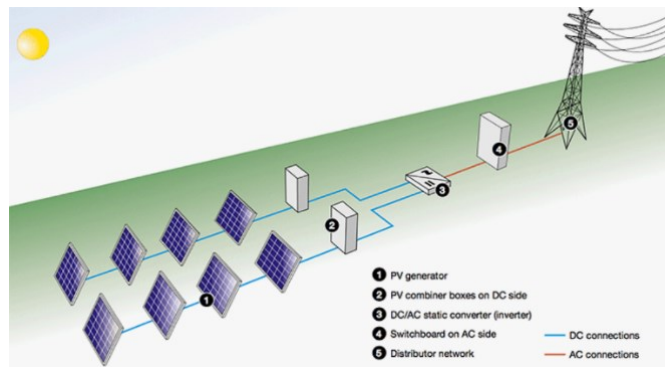


Figura 3-2. Impianto fotovoltaico a terra connesso alla rete (Electrical Engineering Portal, 2023)

Nella Figura 3-3, invece, l'impianto non è collegato alla rete e l'elettricità prodotta viene fornita direttamente ai consumatori; l'energia in eccesso viene immagazzinata in una batteria oppure dissipata. Quest'ultimo caso vede l'impiego di un regolatore di carico e di un sistema di accumulo.

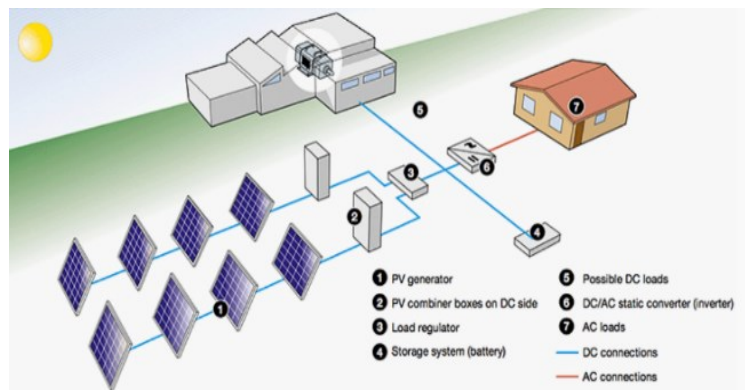


Figura 3-3. Schema di funzionamento di un impianto fotovoltaico off-grid (Electrical Engineering Portal, 2023)

3.2 INFORMAZIONI TECNICHE

3.2.1 COMPONENTI E SCHEMI DELLE CELLE AL SILICIO

Una cella fotovoltaica converte la luce solare in energia elettrica grazie all'effetto fotovoltaico. I fotoni colpiscono un materiale semiconduttore, tipicamente silicio, liberando elettroni e creando una differenza di potenziale. Le celle in silicio sono costituite da una giunzione p-n, ottenuta accoppiando silicio di tipo p (di solito drogato con boro) e silicio di tipo n (di solito drogato con fosforo). Quando la luce solare colpisce una cella solare, gli elettroni acquisiscono energia e si spostano dalla loro posizione, creando un buco. Il campo elettrico interno della giunzione p-n separa le cariche, generando una corrente continua utilizzabile. La ricombinazione avviene quando un elettrone libero ricade nel proprio buco.

Una cella al silicio di tipo n è costituita prevalentemente da uno strato di tipo n con uno strato sottile di tipo p e viceversa, una cella di tipo p è costituita prevalentemente da uno strato di tipo p seguito da uno strato sottile di tipo n.

Un insieme di celle fotovoltaiche elettricamente collegate costituisce un modulo, come mostrato in Figura 3-4, uno o più moduli, insieme ai componenti del balance of system (BOS), formano un pannello PV, mentre più pannelli collegati tra loro costituiscono un array (University of Michigan Center for Sustainable Systems, 2025). In letteratura i termini modulo PV e pannello PV sono spesso utilizzati in modo intercambiabile, e tale uso verrà mantenuto anche nel presente lavoro.

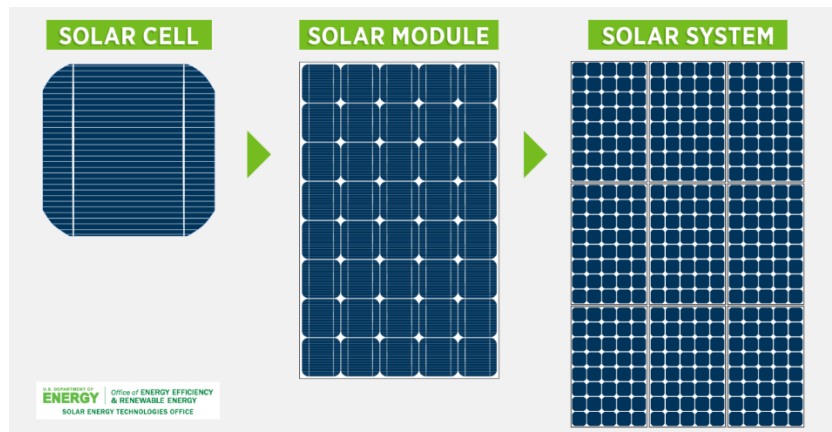


Figura 3-4. Rappresentazione schematica della struttura di un sistema fotovoltaico: cella, modulo e sistema (U.S. Department of Energy, 2019)

Il BOS comprende elementi aggiuntivi, quali la junction box e l'inverter, che convertono l'elettricità da DC a AC, la struttura di supporto, che sostiene il pannello e lo fissa a una copertura o al suolo, e la batteria, che consente l'accumulo dell'energia elettrica in eccesso (University of Michigan Center for Sustainable Systems, 2025).

Come illustrato in precedenza, esistono numerose tecnologie di pannelli fotovoltaici e diverse possibili configurazioni impiantistiche. In questo capitolo verranno analizzate esclusivamente le soluzioni più diffuse e quelle maggiormente riscontrabili in contesti legati alle CER. La tecnologia di celle fotovoltaiche più diffusa è quella al silicio cristallino (c-Si), con una prevalenza di celle in silicio monocristallino (mono-Si) e multicristallino (multi-Si), noto anche come polisilicio.

Di seguito viene fornita una descrizione della composizione di un modulo fotovoltaico generico in mono-Si e multi-Si. L'analisi dei materiali non include i componenti del BOS. Come mostrato in Figura 3-5, un modulo è composto da più strati: il telaio in alluminio, la lastra di vetro (generalmente temperato), uno strato di incapsulante in etilene vinil acetato (EVA), le celle in c-Si (mono-Si o multi-Si), un ulteriore strato di EVA e il backsheet. La Tabella 3-1 presenta la composizione dei materiali di un modulo fotovoltaico in silicio cristallino, gli intervalli di percentuale in massa per pannello e la funzione di ciascun materiale.

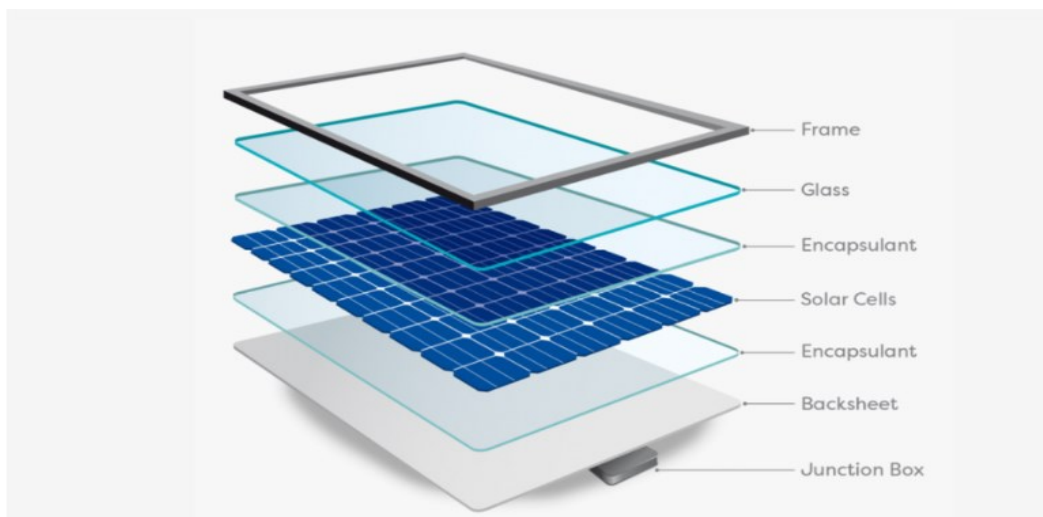


Figura 3-5. Rappresentazione schematica della composizione di un modulo fotovoltaico (RELION, 2022)

Tabella 3-1. Percentuali in massa e funzioni dei principali materiali costituenti un modulo PV (c-Si)

Materiale	Massa per Modulo (%)	Funzione	Citazione
Vetro	65,4 – 76,0	Superficie del pannello	(Aryan et al., 2018a; Bošnjaković et al., 2023; Buerhop-Lutz et al., 2021; Chowdhury et al., 2020; Divya et al., 2023; IRENA & IEA-PVPS, 2016; Maani et al., 2020; Trivedi et al., 2023; U.S. EPA, 2024; X. Wang et al., 2022)
Polimeri	7,0 – 10,0	Incapsulante e backsheet	
Polimero (EVA)	5,0 – 6,8	Incapsulante	
Polimeri aggiuntivi (poliammide, polietilene tereftalato, polimeri fluorurati generici, poliolefine)	0,8 – 3,6	Backsheet	
Alluminio	8,0 – 18,5	Telaio, conduttore, backsheet	
Silicio	0,8 – 6,1	Celle solari	
Rame	0,1 – 7,0	Busbar, collegamenti e interconnettori	
Altri elementi (argento singolarmente o in miscela, stagno, piombo, alluminio, boro, fosforo)	0,05 – 1,0	Argento: linee di contatto/ busbar Stagno: rivestimento antiriflettente, saldature, busbar e collegamenti Piombo: Saldature	

3.2.2 TECNOLOGIE DELLE CELLE FOTOVOLTAICHE

Sia per le celle mono-Si sia per quelle multi-Si esistono diverse varianti tecnologiche. Tra quelle attualmente in fase di maggiore sviluppo e diffusione si annoverano la Passivated Emitter and Rear Cell (PERC), la Tunnel Oxide Passivated Contact (TOPCon) e la Silicon Heterojunction (SHJ).

Di seguito vengono analizzate le tre tecnologie di celle in c-Si, PERC, TOPCon e SHJ, mettendole a confronto con una tecnologia a film sottile, in particolare la cella al tellurio di cadmio (CdTe, cadmium telluride). Gli schemi della struttura delle quattro tecnologie di celle sono riportati in Figura 3-6 - Figura 3-9. Le cellule sono solitamente di colore nero, ma possono anche essere di altri colori, come il blu, il verde, il rosso, il marrone, il grigio o il bianco.

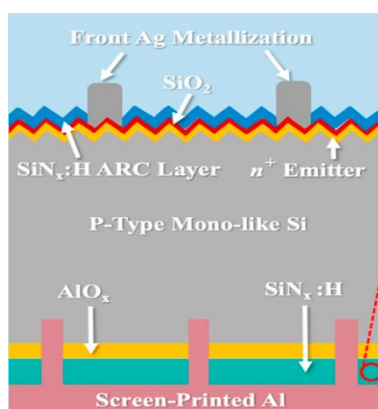


Figura 3-6. Schema della struttura di una cella PERC (p-type) (Lv et al., 2020)

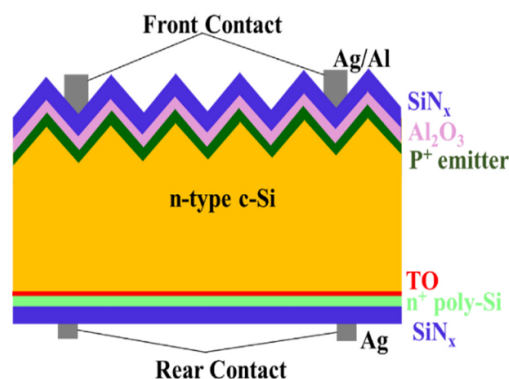


Figura 3-7. Schema della struttura di una cella TOPCon n-type (Rahman et al., 2024)

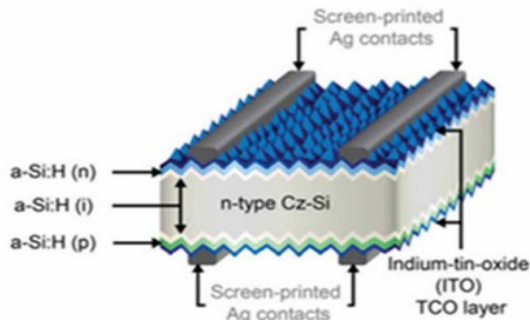


Figura 3-8. Schema della struttura di una cella SHJ n-type (Mahim et al., 2024)

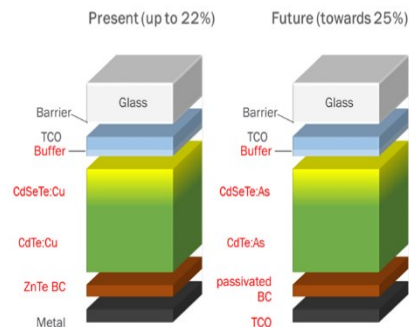


Figura 3-9. Schema della struttura di una cella CdTe (Scarpulla et al., 2023)

3.2.2.1 Celle PERC

Le celle PERC hanno superato le classiche celle aluminum back surface field (Al-BSF) sul mercato mondiale perché hanno uno strato di passivazione sul lato posteriore della cella, che permette una riduzione delle perdite e quindi un aumento dell'efficienza di conversione (PCE, power conversion efficiency). Uno strato di passivazione dielettrica riflette la luce non assorbita all'interno della cella di silicio, riducendo così la ricombinazione, aumentando la possibilità di generare più energia elettrica e, di conseguenza, incrementando l'efficienza complessiva. Lo strato di passivazione è solitamente costituito da SiO_2 , Al_2O_3 e SiN_x . Le celle possono essere monofacciali o bifacciali e il PEC è generalmente compreso tra il 20,8% e il 22,5% (Kashyap et al., 2020; Lv et al., 2020).

3.2.2.2 Celle TOPCon

Anche le celle TOPCon presentano uno strato di passivazione sul retro della cella, ma la loro caratteristica è che presentano un sottile strato di ossido di tunneling che fa in modo che il wafer non sia a diretto contatto con il metallo. I moduli TOPCon commerciali possono raggiungere un'efficienza del 22,8%, mentre i moduli da laboratorio possono raggiungere efficienze del 25% (Banerjee et al., 2024).

3.2.2.3 Celle SHJ

Le celle SHJ combinano silicio cristallino con sottili strati di silicio amorfo idrogenato, che fornisce una passivazione chimica di alta qualità. In questo modo, l'efficienza di cella raggiunge anche valori di 26,8% (Lin et al., 2023). Considerata la loro struttura, questi moduli presentano un processo produttivo relativamente snello, caratterizzato da un numero ridotto di fasi di lavorazione, che consente una diminuzione dei costi di produzione e un minore impiego di materiali (Cristea et al., 2025).

3.2.2.4 CdTe Cells

I moduli fotovoltaici a film sottile di CdTe rappresentano oggi il principale prodotto thin-film sul mercato mondiale, con oltre 30 GWp installati. I moduli a film sottile presentano efficienze più basse dei moduli c-Si, ma anche prezzi minori. Le celle commerciali hanno un rendimento compreso tra il 16% e il 19%, con i valori più elevati registrati tra il 22% e il 23%. I moduli in CdTe vengono utilizzati principalmente negli impianti su larga scala. L'attuale tecnologia si basa su uno strato assorbitore policristallino drogato con boro (tipo p), costituito da CdTe. Nella maggior parte dei moduli commerciali, per garantire un'affidabilità a lungo termine riducendo al minimo il degrado, il laminato viene ermeticamente incapsulato con un secondo vetro e con sigillature perimetrali, soluzione che apre un'ampia opportunità per moduli bifacciali dotati di elettrodi posteriori trasparenti, consentendo l'assorbimento della radiazione solare anche dal lato posteriore del modulo e aumentando così la produzione energetica complessiva (Scarpulla et al., 2023).

3.2.3 VALORI DEI PARAMETRI TECNICI DA LETTERATURA

La Tabella 3-2 fornisce i parametri di riferimento di alcuni moduli fotovoltaici ricavati dalle schede tecniche di diversi produttori. I parametri includono il tipo di cella, l'efficienza, le tensioni massime, i coefficienti di temperatura, le dimensioni e gli intervalli di temperatura di esercizio.

Tabella 3-2. Dati tecnici di quattro diversi modelli di moduli fotovoltaici in condizione di prova standard

Modello	66HL4M-(V) Jinko Solar	JAM72S30 540/MR JA Solar	MB-W120AyB-400 Meyer Burger	FS-7550A-TR1 First Solar
Tipo di cella	N-type TOPCon	P-type PERC	HJT con SmartWire connection technology	CdTe Semiconductor
Tipo di cella	Mono-si	Mono-si	Mono-si	CdTe
Numero di celle	132	144	120	268
Potenza massima	615 W	540 W	400 W	550 W
Tensione alla potenza massima, V _{mp}	40,7 V	41,6 V	38,6 V	190,4 V
Corrente alla potenza massima, I _{mp}	15,1 A	13,0 A	10,4 A	2,9 A
Tensione a circuito aperto, V _{oc}	48,8 V	49,6 V	44,6 V	228,8 V
Corrente di cortocircuito, I _{sc}	16,1 A	13,9 A	10,9 A	3,1 A
Efficienza del modulo	22,8%	20,9 %	21,7%	19,7%
Coefficiente di temperatura di P _{max} , γ	-0,29 %/°C	-0,35 %/°C	-0,26 %/K	-0,32 %/°C
Coefficiente di temperatura di I _{sc} , α	+0,045%/°C	+0,045%/°C	+0,033%/K	+0,040%/°C
Coefficiente di temperatura di V _{oc} , β	-0,25%/°C	-0,28%/°C	-0,23%/K	-0,28%/°C
Dimensioni	2382 x 1134 x 30 mm	2278 x 1134 x 30 mm	1767 x 1041 x 35 mm	2300 x 1216 mm
Peso	28,0 kg	27,3 kg	19,7 kg	39,7 kg
Temperatura di esercizio	-40 – 70 °C	-40 – 85 °C	-40 – 85 °C	-40 – 85 °C
Citazione	(Jinko Solar Co., Ltd., 2024)	(JA Solar, 2025)	(Utopia S.r.l., 2021)	(First Solar, Inc., 2024)

I pannelli sono solitamente neri, ma possono anche essere colorati, ad esempio blu, verdi, rossi, marroni, grigi o bianchi. Tabella 3-3 fornisce i vari colori dei pannelli, i rispettivi intervalli di rendimento e le relative perdite di rendimento. I valori di rendimento sono normalizzati rispetto ai pannelli neri convenzionali (Y. Zhang et al., 2025).

Tabella 3-3. Efficienza di pannelli fotovoltaici di vari colori

Categoria di Colore	Intervallo di Efficienza (%)	Perdita Relativa di Efficienza (%)
Nero convenzionale	22 – 23	-
Toni blu	20 – 22	3 – 15
Toni verdi	20 - 21	5 – 18
Terracotta	19 – 21	3 – 11
Grigio chiaro	19 – 22	4 – 17
Bianco (alluminio bianco)	20 - 24	-4 - 13

Nota: i valori di rendimento sono normalizzati rispetto al pannello nero convenzionale. Il pannello nero convenzionale rappresenta un modulo fotovoltaico integrato nell'edificio, privo di colorazione, utilizzato come riferimento in condizioni di prova standard.

3.2.4 CURVE CARATTERISTICHE

In questa sezione, si riportano le curve caratteristiche disponibili nelle schede tecniche dei moduli fotovoltaici.

In particolare, le curve caratteristiche comprendono la curva corrente-tensione (I-V, current-voltage), che descrive la relazione tra corrente e tensione erogate dal modulo in diverse condizioni di irraggiamento, e la curva potenza-tensione (P-V, power-voltage), che rappresenta l'andamento della potenza in funzione della tensione in diverse condizioni di irraggiamento e consente di individuare il punto di massima potenza. Insieme, queste curve permettono di valutare il comportamento elettrico e le prestazioni del modulo fotovoltaico nelle varie condizioni operative.

In Figura 3-10 and Figura 3-11 sono rappresentate le curve I-V e P-V per il pannello PERC e per il pannello TOPCon (JA Solar, 2025; Jinko Solar Co., Ltd., 2024). In Figura 3-12 è rappresentata la curva I-V per il pannello SHJ di (Utopia S.r.l., 2021).

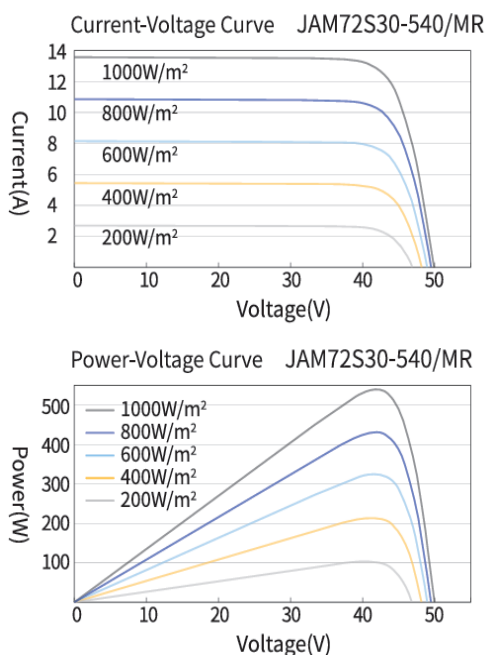


Figura 3-10. Curve I-V e P-V per celle PERC JAM72S30-540

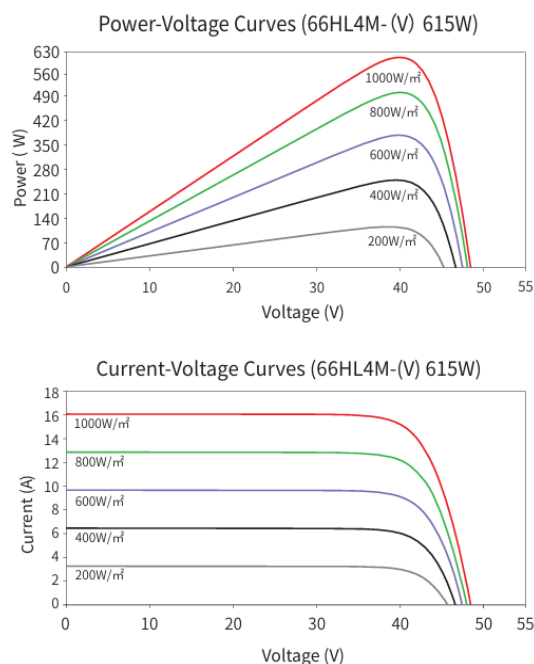


Figura 3-11. Curve I-V e P-V per celle TOPCon 66HL4M-(V)

Curve I-V a diverse irradiazioni

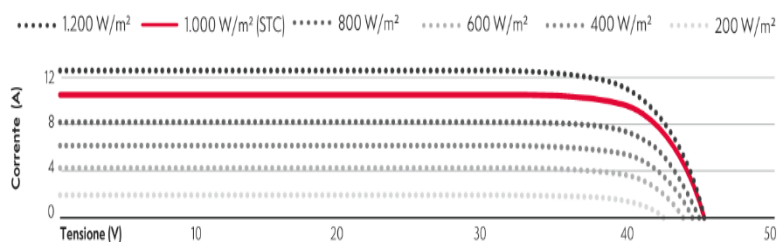


Figura 3-12. Curva I-V per celle SHJ MB_W120AyB_400

Riguardo al modulo CdTe, il produttore (First Solar, Inc., 2024) non fornisce nessuna curva caratteristica, quindi le curve I-V e P-V per la tipologia di pannello fotovoltaico CdTe sono state prese dalla scheda tecnica dal sito di (OGT Solar, 2022a), il cui modulo presenta le seguenti caratteristiche: $P_{max} = 180W$, $V_{mp} = 129,3V$, $I_{mp} = 1,46A$. Le curve I-V e P-V sono presentate nello stesso grafico in Figura 3-13.

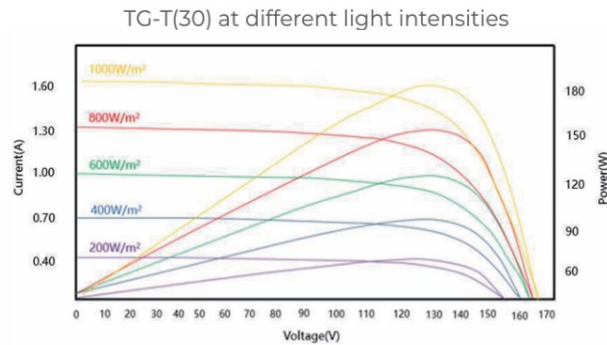


Figura 3-13. Curve I-V e P-V per celle CdTe TG-T30 180W (OGT Solar, 2022b)

3.3 DATI ECONOMICI

Le forniture globali di moduli fotovoltaici sono raddoppiate tra il 2022 e il 2023, raggiungendo un volume complessivo di circa 564 GW. Nel medesimo periodo, la tecnologia al silicio monocristallino (mono-Si) ha registrato una crescita particolarmente marcata, passando dal 35% al 98% della composizione delle spedizioni globali di moduli fotovoltaici tra il 2015 e il 2023 (Feldman et al., 2024). Il grafico a sinistra nella Figura 3-14 mostra l'evoluzione delle spedizioni globali, nel periodo 2014–2023, delle principali tecnologie di cella: le tipologie in silicio cristallino, quali il multi-Si, noto anche come polisilicio, e il silicio monocristallino (Mono c-Si) di tipo n e di tipo p e le tecnologie a film sottile, tra cui il CdTe e il seleniuro/selenio di rame-indio-gallio (CIGS/CIS, copper indium gallium selenide/copper indium selenium).

All'interno delle tecnologie in c-Si, la leadership tecnologica si è progressivamente spostata dalle celle back surface field (BSF), che nel 2013 rappresentavano circa il 90% del mercato, verso la tecnologia PERC su silicio di tipo p, che nel 2023 ha raggiunto una quota di circa il 65%, come illustrato in Figura 3-15 (Philipps & Warmuth, 2025).

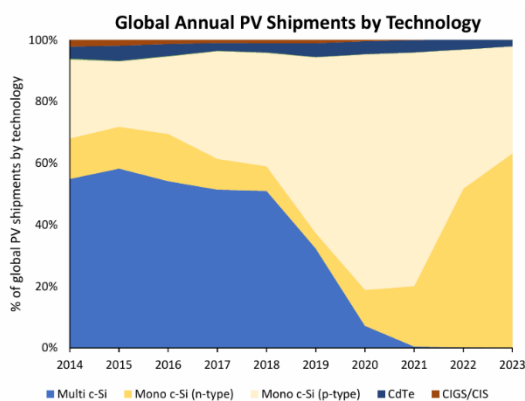


Figura 3-14. Forniture globali annuali di PV per tecnologia (Feldman et al., 2024)

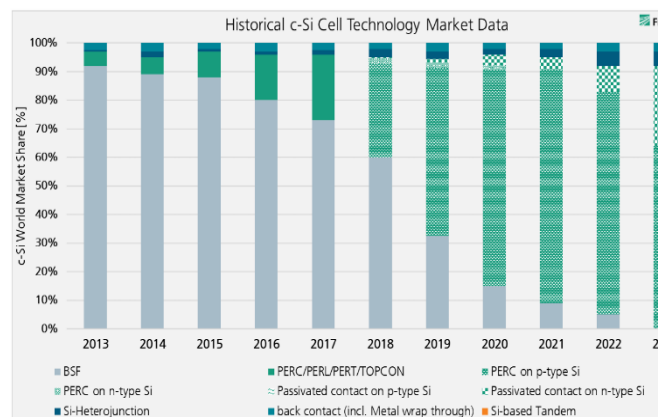


Figura 3-15. dati di mercato delle tecnologie di celle in silicio cristallino (c-Si)(Philipps & Warmuth, 2025, 2025)

Infine, come riportato in Figura 3-16, nel 2023 la produzione globale di celle e moduli fotovoltaici è risultata fortemente concentrata in Cina, che ha coperto rispettivamente il 91,4% della produzione di celle e l'84,6% della produzione di moduli, considerando sia le tecnologie in silicio cristallino sia quelle a film sottile (IEA, 2024).

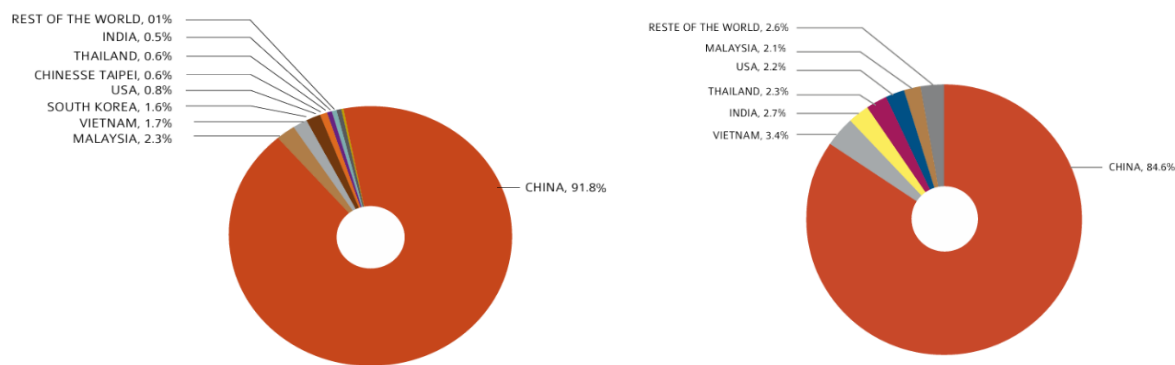


Figura 3-16. Quota della produzione di celle fotovoltaiche (a sinistra) e di moduli fotovoltaici (a destra) per Paese nel 2023 (IEA, 2024)

3.3.1 VALORI DEI PARAMETRI ECONOMICI DA LETTERATURA

Con riferimento alle stesse quattro tecnologie analizzate nel capitolo precedente, la Tabella 3-4 mostra i principali parametri economici dei moduli fotovoltaici. Le tre tecnologie basate sul silicio presentano costi di capitale comparabili tra loro, pari a circa 0,5 €/W, mentre la tecnologia CdTe mostra un costo di capitale circa doppio. Mentre i OPEX sono più paragonabili tra c-Si e film sottile. Inoltre, in Tabella 3-5 sono riportati i costi medi chiavi in mano e il costo per kilowatt di impianti di piccola, media e grande taglia realizzati con moduli standard e moduli colorati.

Tabella 3-4. Parametri di costo da letteratura

Tecnologia	TOPCon	PERC	SHJ	CdTe
CAPEX	0,545 €/W (per un impianto da 5kW)	0,544 €/W (per un impianto da 5kW)	0,634 €/W (per un impianto da 5kW)	1,083\$/W (0,3 modulo + 0,783 altri costi di captiale) (per un impianto da utility scale)
OPEX	203 €/anno (per un impianto da 5kW)	203 €/anno (per un impianto da 5kW)	203 €/anno (per un impianto da 5kW)	48 \$/kW-anno
Citazione	(Cristea et al., 2025)			(Meagle et al., 2025; U.S. Department of Energy, s.d.-b)

Tabella 3-5. Costo impianto PV chiavi in mano

	Moduli Standard		Moduli Colorati	
Taglia Impianto	Costo Chiavi in Mano	Costo Specifico	Costo Chiavi in Mano	Costo Specifico
[kWp]	[€]	[€/kWp]	[€]	[€/kWp]
3,5	6400	1829	9335	2667
5,2	7136	1372	10210	1963
7	7801	1114	10961	1566
136,4	69000	506	85568	627
376,75	140000	372	158341	372

3.4 IMPATTI AMBIENTALI

Nelle analisi LCA dei pannelli solari, le fasi generali del ciclo di vita sono la produzione, la costruzione, l'uso e la EoL. La Tabella 3-6 fornisce alcuni studi di LCA e le rispettive fasi del ciclo di vita incluse nell'analisi. Le X arancioni indicano le fasi del ciclo di vita incluse nel potenziale del cambiamento climatico (CCP, carbon change potential) di produzione, evidenziando come i confini del sistema LCA varino considerevolmente tra i diversi studi.

Tabella 3-6. Analisi del ciclo di vita dei pannelli solari tratte dalla letteratura. Le categorie del ciclo di vita incluse nei rispettivi ambiti di studio sono contrassegnate da una "X". Il simbolo "-" indica le fasi del ciclo di vita non incluse nello studio o non esplicitamente menzionate.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	Citazione
Produzione									Installazione			Operazione				EoL		
-	-	X	X	X	X	X	-	-	X	-	-	-	-	-	-	X	-	(Müller et al., 2024)
-	X	X	X	X	X	-	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(Chen et al., 2016)
X	-	X	X	X	X	X	X	-	-	-	-	X	-	-	-	X	-	(Roy & Pearce, 2024)
-	-	X	X	X	X	X	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(Fthenakis & Leccisi, 2021a)
-	-	X	X	X	X	X	X	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-	(De Simón-Martín et al., 2017a)
-	-	X	X	X	X	X	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(Leccisi et al., 2016a)
X	-	X	X	X	X	X	X	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-	(Talebian et al., 2020)
X	X	X	X	X	X	X	X	-	X	X	-	X	X	X	-	X	-	(Hou et al., 2016a)
X	-	X	X	X	X	X	X	-	X	X	-	X	X	-	-	-	-	(Malode et al., 2024)
-	-	X	X	X	X	X	X	-	-	X	-	-	-	-	-	-	-	(Krebs et al., 2020)
-	X	X	X	X	X	X	X	-	X	X	X	X	X	-	X	X	-	(Mohd Nordin et al., 2022)
-	-	X	X	X	X	X	X	-	-	X	-	X	-	-	-	X	X	(Beylot et al., 2014)

A = Estrazione delle risorse, B = Trasporto delle materie prime, C = Purificazione del silicio (dal quarzo a UMG-Si a SoG-Si), D = Colata dei lingotti, E = Taglio dei wafer, F = Produzione delle celle, G = Produzione di pannelli/moduli, H = Produzione dei componenti ausiliari (BOS) e/o integrazione degli impianti fotovoltaici, I = Gestione dei rifiuti di produzione, J = Trasporto di pannelli fotovoltaici/BOS al sito, K = Installazione (costruzione di BOS + moduli), L = Utilizzo del suolo, M = Utilizzo, N = Pulizia/manutenzione/sostituzione, O = Trasmissione di energia elettrica, P = Trasporto verso lo smaltimento, Q = Smantellamento e/o smaltimento (discarica, incenerimento e/o riciclaggio), R = Fine del ciclo di vita (EoL) dei BOS

Questo capitolo discute alcuni impatti ambientali relativi ai pannelli solari e ai sistemi fotovoltaici. I temi considerati includono la domanda di energia (ED, energy demand) e la produzione di energia, anche si chiama yield), il CCP, l'uso del suolo (LU, land use), la biodiversità e la salute degli ecosistemi, la salute umana (HH, human health), l'impronta idrica, gli ecosistemi terrestri ed acquatici e EoL.

È stato adottato un approccio di revisione della letteratura e non tutti gli impatti sono stati calcolati mediante LCA o metodologia LCIA omogenee. Si noti che i dati riportati provengono da fonti diverse, ciascuna con differenti confini di sistema; pertanto, si raccomanda di fare riferimento alle singole citazioni per maggiori dettagli. Inoltre, non è stata inclusa la letteratura che presenta i risultati LCIA normalizzati e pesati. Infine, nel Sezione **Error! Reference source not found.** 3.4.9 vengono introdotte le dichiarazioni ambientali di prodotto (EPD, environmental product declaration) e ne sono riportati i risultati.

La Tabella 3-7 mostra le analisi di LCA analizzate, indicando per ciascuna l'unità funzionale e il confine di valutazione. Gli studi che forniscono valori numerici ma non sono LCA sono elencati nell'ultima riga. L'unità funzionale riportata corrisponde alla formulazione utilizzata dallo studio. Per quanto riguarda il confine di sistema, l'espressione "dalla culla al cancello" (cradle to gate) è attribuita agli studi che valutano fasi comprese tra la sola produzione fino all'utilizzo.

Tabella 3-7. Sintesi della letteratura considerata in questo capitolo, esplicitando Fu e confini di sistema

Citazione	Unità Funzionale	Confine di Sistema
(Ali et al., 2022)	1 kWh di elettricità netta generata	Cradle to grave
(Alam & Xu, 2023a)	1 kWh di elettricità prodotta	Cradle to gate
(Krebs et al., 2020)	Generazione di 1 kWh di elettricità per autoconsumo da un sistema FV-batteria accoppiato in AC	Cradle to gate
(Roy & Pearce, 2024)	1 kWh di elettricità in AC immessa in rete	Cradle to grave
(Tsang et al., 2016a)	kWh medio di elettricità generata in 25 anni tramite un impianto fotovoltaico su tetto	Cradle to grave
(De Simón-Martín et al., 2017b)	Il sistema è di 101,01 kWp*	Cradle to gate**
(Fthenakis & Leccisi, 2021a)	Potenza nominale (kWp) dei moduli	Cradle to gate
(Fu et al., 2015a)	1 kWh basato su un modulo PV in multi-Si con capacità di 200 Wp	Cradle to gate
(Duan et al., 2024)	Un modulo fotovoltaico in multi-Si da 1 m ²	Cradle to grave
(Hong et al., 2016a)	Produzione di 1 kWp di celle PV in multi-Si	Cradle to gate
(Stolz et al., 2017a)	1 kWh di elettricità in AC, al punto di consegna, generata da un sistema PV residenziale da 3 kWp in mono-Si installato su tetto inclinato	Cradle to grave
(Shah et al., 2023)	1 kWh basato su un modulo PV in multi-Si con capacità di 200 Wp	Cradle to gate
(Fares et al., 2024)	1 kW di capacità di produzione combinata di calore ed elettricità per il sistema PV	Cradle to gate
(Bolinger & Bolinger, 2022a; Bošnjaković et al., 2023; Bukhary et al., 2018; Kozlovskas et al., 2023a; Marzouk, 2022; Mukherji et al., 2020a; Sukumaran et al., 2022a; Tröndle, 2020)	Studi non LCA	

*Lo studio non indica esplicitamente l'unità funzionale; tuttavia, poiché i risultati di impatto sono espressi per kWp, tali risultati sono stati normalizzati dividendo per la potenza di picco del sistema (kWp)

**Lo studio dichiara di adottare un approccio "dalla culla alla tomba" (cradle to grave), ma i valori ambientali riportati in questo documento si riferiscono esclusivamente alla fase "dalla culla al cancello"

3.4.1 DOMANDA ENERGETICA E PRODUZIONE ENERGETICA

La categoria d'impatto ED comprende l'energia utilizzata durante l'intero ciclo di vita o in una specifica fase del ciclo di vita di un sistema fotovoltaico. La ED, spesso definita Cumulative Energy Demand o valore calorifico, può includere solo il consumo di energia primaria (Frischknecht et al., 2015) oppure sia il consumo primario che quello secondario, anch'esso indicato come domanda energetica cumulativa (Dolgun et al., 2023). Una fonte di energia primaria è direttamente disponibile in natura, come petrolio greggio, carbone o energia solare, mentre una fonte di energia secondaria deriva da un processo di trasformazione (European Commission Eurostat, 2025). A seconda della letteratura, la ED può essere espressa in diverse unità di misura: energia totale (MJ), elettricità per m² di pannello (MJ/m² di pannello), rapporto energetico (MJ/kWh) (Krebs et al., 2020), energia per potenza di picco installata (MJ/kWp o kWh/kWp) (Mariska De Wild-Scholten, 2013; Roy & Pearce, 2024), dove il valore in kWh/kWp è frequentemente indicato come resa (yield).

Gran parte del fabbisogno energetico lungo il ciclo di vita si concentra nella fase di produzione, che richiede elettricità per alimentare le apparecchiature e i macchinari. Inoltre, l'estrazione del quarzo e la produzione delle celle in silicio richiedono elevate quantità di elettricità (Bošnjaković et al., 2023); (Fu et al., 2015b) stimano che il 48,5% dell'energia associata alla produzione del modulo sia attribuibile alla

produzione del silicio di grado solare. I pannelli fotovoltaici non richiedono elettricità durante la fase operativa. Ulteriori consumi energetici si verificano nella fase EoL, quando i pannelli vengono smantellati e i componenti trattati.

Sebbene l'energia necessaria per la produzione dei pannelli sia la stessa per impianti su tetto e impianti a terra (detti anche large-scale o utility-scale), le principali differenze nella ED derivano dalla struttura di montaggio e dall'installazione. Gli impianti a terra hanno spesso potenze comprese tra 1 e 5 MW, ma possono essere anche maggiori (U.S. Energy Information Administration, 2019). La produzione dei pannelli è frequentemente indicata come responsabile dell'80,0–88,7% della ED totale del sistema (De Simón-Martín et al., 2017b; Hou et al., 2016b), ma tale quota può ridursi a circa il 32–64% quando si includono determinate strutture di montaggio, in particolare quelle basate su calcestruzzo. Complessivamente, i sistemi su tetto possono presentare un fabbisogno energetico inferiore del 21–54% rispetto ai sistemi a terra (Roy & Pearce, 2024). La Tabella 3-8 riporta una sintesi dei valori di ED presenti in letteratura. I valori descrivono la domanda energetica totale ed è specificato, ove indicato dalla letteratura, se l'energia considerata sia primaria, secondaria, rinnovabile o non rinnovabile.

Tabella 3-8. Valori di Energy Demand da letteratura

Risultati delle Valutazioni degli Impatti	Citazione
4,8 MJ oil-eq/kWh (primaria, rinnovabile e non rinnovabile)	(Krebs et al., 2020)
$1,5 \times 10^4$ MJ/kW _p	(Tsang et al., 2016b)
$1,2 \times 10^4$ MJ/kW (non rinnovabile)	(Fares et al., 2024)
$1,3 \times 10^4$ MJ/kW _p (primaria, rinnovabile e non rinnovabile)	(Shah et al., 2023)
$1,4 \times 10^3$ kWh/kW _p (installazione su tetto)	(Roy & Pearce, 2024)
$3,0 \times 10^3$ kWh/kW _p (base a terra di calcestruzzo)	
$1,7 \times 10^3 - 1,8 \times 10^3$ kWh/kW _p (base a terra con pali infissi (pile-driven))	
$4,2 \times 10^4$ MJ/kW _p (base a terra in acciaio) (primaria)	(De Simón-Martín et al., 2017a)
$1,4 \times 10^4 - 1,5 \times 10^4$ MJ/kW _p ($3,8 \times 10^3 - 4,1 \times 10^3$ kWh/kW _p) (primaria)	(Fthenakis & Leccisi, 2021a)
$1,3 \times 10^4$ MJ/kW _p ($2,4 \times 10^4$ kWh/kW _p) (primaria, rinnovabile e non rinnovabile)	(Fu et al., 2015b)

3.4.2 POTENZIALE DI CAMBIAMENTO CLIMATICO

Il CCP misura le emissioni di gas a effetto serra (GHG, greenhouse gas emissions), convertite in anidride carbonica equivalente (CO_{2eq}), rilasciate in un determinato periodo di tempo (solitamente 100 anni) durante il ciclo di vita di un prodotto. Poiché i confini degli studi differiscono, in questo rapporto viene analizzato il CCP relativo alla fase di produzione dei sistemi fotovoltaici, al fine di consentire un confronto più agevole. Questa fase del ciclo di vita presenta il CCP più elevato, a causa delle emissioni di GHG associate alla fabbricazione e all'assemblaggio dei componenti. In letteratura, gli studi possono considerare le emissioni di Scope 1, 2 o 3. Le emissioni di Scope 1 sono emissioni dirette derivanti dalla produzione di energia presso il sito del produttore; le emissioni di Scope 2 e 3 sono indirette. Lo Scope 2 comprende le emissioni associate alla produzione di energia utilizzata dal produttore, ma generata al di fuori del sito produttivo. Le emissioni di Scope 3 si verificano a monte o a valle lungo la catena di approvvigionamento (U.S. EPA, 2025b). Ad esempio, il CCP totale di Scope 2 di uno stabilimento che utilizza elettricità prodotta da combustibili fossili sarà generalmente superiore rispetto a quello di uno stabilimento che utilizza elettricità da fonti rinnovabili (Gan et al., 2023; Gibon et al., 2021).

I valori di CCP relativi ai pannelli (mono-Si, multi-Si), alle strutture di montaggio (tetto inclinato, tetto piano, installazione a terra), all'inverter e alla batteria, come litio-ferro-fosfato (LFP, lithium-iron phosphate) sono riportati nella Tabella 3-9.

Le emissioni della fase di produzione rappresentano spesso l'80–90% delle emissioni totali e sono in larga parte attribuibili alla produzione del wafer (purificazione e cristallizzazione del silicio, taglio dei wafer e fabbricazione delle celle). Considerando anche la struttura di montaggio, i sistemi PV su tetto possono presentare un CCP inferiore del 18–59% rispetto ai sistemi installati a terra (Roy & Pearce, 2024). In un caso-studio condotto in Romania su pannelli installati su tetto, i pannelli orientati Est-Ovest hanno mostrato un CCP inferiore, grazie alla minore quantità di alluminio e zavorra necessaria nella struttura di supporto. In generale, i pannelli orientati a sud sono soggetti a maggiori carichi di neve e vento; di conseguenza, la struttura di montaggio deve essere più robusta (Rus et al., 2024).

La fase operativa può contribuire per circa lo 0,3–1% al CCP (Bošnjaković et al., 2023). La fase di EoL può rappresentare il 5–20% delle emissioni, ma tale valore è ancora poco approfondito. Come evidenziato nella Tabella 3-6, la fase EoL spesso non è inclusa o non è analizzata in modo esaustivo negli studi sul CCP.

Diversi studi effettuano confronti, spesso ipotetici, tra i valori di CCP in funzione del luogo di produzione, poiché tale indicatore è fortemente influenzato dal mix energetico locale. La letteratura suggerisce che il CCP sia inferiore quando l'elettricità è prodotta con un mix energetico rinnovabile rispetto ai combustibili fossili. Il carbone è ampiamente utilizzato nel principale Paese produttore, la Cina (Collins et al., 2015; Frischknecht et al., 2020; Mehedi et al., 2022). Sebbene una completa transizione verso la produzione in Paesi con reti elettriche più pulite sia attualmente complessa, dato il consolidato livello di dipendenza dalla Cina (Chadly et al., 2024; Jackson et al., 2021), le EPD relative alle batterie evidenziano segnali di transizione. In uno stabilimento cinese, l'energia idroelettrica ha rappresentato il 71% dell'approvvigionamento energetico nelle fasi di lavorazione dei semilavorati, assemblaggio e collaudo delle celle (Sunwoda Mobility Energy Technology Co., Ltd., 2025). La Cina e altri Paesi dell'Asia e del Pacifico producono circa il 78% del mercato mondiale del multi-Si e il 93,5% dei moduli (Frischknecht et al., 2020). Altri studi analizzano differenze di CCP legate, ad esempio, alla qualità dei materiali e all'origine geografica delle materie prime (Heidari & Anctil, 2022).

Tabella 3-9. Intervalli di Climate Change Potential (CCP) dei componenti dei sistemi fotovoltaici

Componente del Sistema PV	Valori	Media	Unità	Citazione
Pannello mono-si	285,2 – 1700,0	643,7	kg CO _{2eq} /kW _p	(Chen et al., 2016; De Simón-Martín et al., 2017a; Fthenakis & Leccisi, 2021a; Kouloumpis et al., 2020; Leccisi et al., 2016b; Müller et al., 2024; Roy & Pearce, 2024)
Pannello multi-si	773,8 – 1570,7	1147,6	kg CO _{2eq} /kW _p	(Beylot et al., 2014; Fthenakis & Leccisi, 2021b; Hou et al., 2016b; Kouloumpis et al., 2020; Krebs et al., 2020; Leccisi et al., 2016b; Malode et al., 2024; Mohd Nordin et al., 2022; Talebian et al., 2020)
Struttura di montaggio, installazione su tetto, tetto inclinato	3,2 – 71,0	42,0	kg CO _{2eq} /struttura per 1 m ² del pannello	(Brivio et al., 2024; GreenDelta, 2020; Krebs et al., 2020; Malode et al., 2024; Neumüller et al., 2023; Roy & Pearce, 2024)
Struttura di montaggio, installazione su tetto, tetto piano	44,1 – 83,0	61,7	kg CO _{2eq} /structure per 1 m ² del pannello	(GreenDelta, 2020; Neumüller et al., 2023)
Struttura di montaggio, installazione a terra	7,0 – 658,0	119,8	kg CO _{2eq} /struttura per 1 m ² del pannello	(Beylot et al., 2014; Brivio et al., 2024; De Simón-Martín et al., 2017a; GreenDelta, 2020; Mohd Nordin et al., 2022; Neumüller et al., 2023; Roy & Pearce, 2024)
Inverter	12,1 – 127,4	59,6	kg CO _{2eq} /kW _p	(Brivio et al., 2024; De Simón-Martín et al., 2017a; GreenDelta, 2020; Huawei Technologies Co., Ltd, 2020; Kouloumpis et al., 2020; Malode et al., 2024; Mohd Nordin et al., 2022; Roy & Pearce, 2024)
Batteria (LFP)	46,4 – 281,1	135,6	kg CO _{2eq} /kWh _{nominal_capacity}	(Botejara-Antúnez et al., 2024; Carvalho et al., 2021; Feng et al., 2022a; GreenDelta, 2020; Guo et al., 2023a; Jasper et al., 2022; Krebs et al., 2020; Quan et al., 2022; Shu et al., 2021a)

3.4.3 USO DEL SUOLO

Esistono diverse definizioni di LU, in particolare tra i differenti metodi LCIA. Nel metodo ReCiPe, la categoria “Land use/transformation” misura la perdita di specie (piante, mammiferi, uccelli, ecc.) dovuta ai cambiamenti nell’uso del suolo (Huijbregts et al., 2016). Nel metodo Environmental Footprint, la categoria “Land use” valuta la qualità del suolo (Andreasi Bassi et al., 2023), mentre IMPACT 2002+ si concentra sui terreni agricoli (Jolliet et al., 2003). (Rybczewska-Błażejowska & Jezierski, 2024b) confrontano quattro metodi LCIA nelle rispettive categorie midpoint relative a LU e rilevano somiglianze tra ReCiPe e IMPACT 2002+.

Un’ulteriore definizione, spesso utilizzata in studi non LCA, riguarda la superficie di terreno richiesta dai sistemi fotovoltaici, generalmente espressa in unità di (distanza)² per kW_p o per kWh. In letteratura si distinguono due definizioni di fabbisogno di spazio: panel space e total project space. Il panel space comprende la superficie occupata dai pannelli e lo spazio tra di essi. Il total project area (detto anche utility space) include invece pannelli, spazio tra pannelli, apparecchiature di trasmissione (trasformatori, inverter) ed elementi infrastrutturali (ad esempio strade di accesso).

Poiché i pannelli fotovoltaici su tetto sono installati su edifici esistenti, non richiedono nuovo suolo e presentano quindi un basso fabbisogno di LU. Il total project area è invece generalmente associato agli impianti a terra; si stima che esso comporti uno spazio aggiuntivo pari al 30-50% rispetto al solo panel space (Sukumaran et al., 2022b; Tröndle, 2020).

Esistono diverse tipologie di strutture di montaggio che fissano i pannelli in una posizione statica oppure consentono l'inseguimento del sole. È comunque necessario prevedere uno spazio minimo tra i pannelli per evitare contatti e ombreggiamenti. I sistemi con inseguimento solare richiedono una maggiore superficie di terreno (Bukhary et al., 2018). Tra le quattro tipologie analizzate da Marzouk, pannelli fissi, ad asse singolo verticale, ad asse singolo orizzontale e ad inseguimento a doppio asse, i sistemi asse singolo orizzontale presentano i valori medi più elevati di ground cover average (rapporto tra superficie totale dei pannelli e terreno richiesto) e di intensità di generazione energetica (kWh/anno·m²), entrambi indicatori di un uso efficiente dello spazio, mentre i sistemi PVV mostrano i valori più bassi per entrambi gli indicatori (Marzouk, 2022).

Per raggiungere gli obiettivi dell'International Energy Agency (IEA), ossia 600 GW di potenza solare installata a livello globale entro il 2030 e 4400 GW entro il 2050, sarebbero necessari 7.452 km² di superficie (di cui il 53% utility scale) per il 2030 e 58.344 km² (di cui il 59% utility scale) per il 2050 (Bošnjaković et al., 2023). Per quanto riguarda l'Unione Europea, è disponibile una stima attuale pari a 11.664,4 km²/GWh-anno di superficie potenziale su tetto (Bódis et al., 2019).

I pannelli solari possono entrare in competizione con altri settori per l'uso del suolo, come l'agricoltura, la silvicoltura e lo sviluppo urbano (residenziale, commerciale, uffici, ecc.), ma possono anche coesistere con tali attività. L'installazione su edifici, ad esempio, non interferisce con l'attività svolta all'interno degli stessi edifici. (Kruitwagen et al., 2021) stimano che la maggior parte degli impianti a terra sia localizzata su suoli antropizzati, come terreni agricoli, e in ecosistemi quali aree aride e praterie.

La collaborazione con l'agricoltura, nota come sistemi agrivoltaici, richiede un'attenta pianificazione logistica, includendo la definizione delle modalità di semina tra i pannelli, delle tecniche di raccolta (tipologia e dimensioni delle macchine agricole) e della risposta delle colture coltivate sotto i pannelli. La ricerca sull'agrivoltaico analizza le variazioni nel consumo idrico delle piante, nella distribuzione delle precipitazioni (Elamri et al., 2018a), nelle caratteristiche del suolo e del microclima (temperatura e umidità dell'aria), nella quantità di luce ricevuta (Thompson et al., 2020) e nell'impatto sulla crescita delle colture (Marrou et al., 2013; Weselek et al., 2021). Le temperature dell'aria sotto i pannelli possono risultare inferiori rispetto a quelle ambientali, come osservato da (Giri & Mohanty, 2022) e (Barron-Gafford et al., 2019), con riduzioni comprese tra 1 e 1,5°C.

La Tabella 3-10 fornisce valori di LU tratti dalla letteratura, sia da studi non LCA sia da studi LCA.

Tabella 3-10. Valori di Land Use tratti dalla letteratura

Risultati delle Valutazioni degli Impatti	Citazione
Su tetto	
5,0 m ² /kW	(Bošnjaković et al., 2023)
Creano un microclima sotto e attorno al pannello, a causa di variazioni nella luce e nelle precipitazioni.	(Mukherji et al., 2020b)
Residenziale (edifici condominiali): 15,4 m ² /kW _p Edifici commerciali: 18,1 m ² /kW _p Edifici pubblici: 15,6 m ² /kW _p	(Kozlovas et al., 2023b)
Utility scale	
11,4 m ² /kW	(Tröndle, 2020)
19,0 m ² /kW	(Bošnjaković et al., 2023)

Tabella 3-10. Valori di Land Use tratti dalla letteratura (continua)

Risultati delle Valutazioni degli Impatti	Citazione
8,8 m ² /kW	(Sukumaran et al., 2022b)
14,5 m ² /kW per inclinazione fissa 14,5 m ² /kW per sistema con inseguimento	(Bolinger & Bolinger, 2022b)
Superficie totale del progetto: 8,3 – 19,4 m ² /kW _p Superficie dei pannelli: 4,9 m ² /kW _p	(Marzouk, 2022)
Superficie totale del progetto: 0,0094 – 0,011 m ² /kWh-year Superficie dei pannelli: 0,0067 – 0,0076 m ² /kWh-year	(Bukhary et al., 2018)
Valori di LCA	
4,2 m ² annual crop _{eq} /1 m ² multi-silicon PV module	(Duan et al., 2024)
4,2 m ² di terreno coltivabile biologico all'anno/kW _p (cella)	(Hong et al., 2016b)

3.4.4 BIODIVERSITÀ E LA SALUTE DEGLI ECOSISTEMI,

I pannelli solari rappresentano un elemento antropogenico introdotto nell'ecosistema e possono avere un impatto sulla flora e sulla fauna. (Moore-O'Leary et al., 2017) illustra cinque concetti relativi al rapporto tra gli impianti solari su larga scala e il paesaggio, che possono fungere da guida per l'implementazione del solare:

- Valutazione dei compromessi tra territorio, energia ed ecologia
- Monitoraggio delle reazioni delle specie allo sviluppo antropico
- Mitigazione degli impatti ecologici cumulativi
- Ogni ecosistema richiede un approccio di attuazione specifico
- Monitoraggio delle reazioni ecologiche nel tempo

L'impatto dell'energia solare sulle specie animali, entomologiche e vegetali varia a seconda della località e dipende dalle specie che si intende proteggere. (Randle-Boggis et al., 2020a) hanno creato uno strumento di supporto decisionale denominato Solar Park Impacts on Ecosystem Services (SPIES). Questo strumento contribuisce a orientare le strategie di gestione degli impianti su larga scala in un'ottica di salvaguardia dei servizi ecosistemici. Un altro strumento decisionale per valutare la compatibilità tra energia solare e paesaggio è il modello Carnegie Energy and Environmental Compatibility (Hernandez, Hoffacker, & Field, 2015). Conciliare il sostegno alla salute degli ecosistemi con il mantenimento dell'efficienza dei pannelli solari rappresenta una sfida. Un esempio riguarda l'aumento degli impollinatori attraverso l'introduzione di specie vegetali autoctone: se da un lato questa pratica può favorire la biodiversità, dall'altro potrebbe incrementare la presenza di polline, con possibili effetti negativi sull'efficienza dei pannelli fotovoltaici (Blaydes et al., 2021). (Damiani et al., 2023) propongono una revisione della letteratura basata su 23 studi di LCA e modelli che valutano gli impatti su diverse dimensioni della biodiversità. Queste includono categorie di pressione, come uso del suolo, inquinamento e sovrappopolazione; tipologie di ecosistemi, tra cui ambienti terrestri e marini; gruppi tassonomici, come mammiferi, uccelli, piante e funghi; classi di Essential Biodiversity Variables, quali composizione genetica e composizione delle comunità; e aspetti fondamentali della biodiversità, come estinzioni e multifunzionalità. Gli autori evidenziano che i metodi di valutazione disponibili presentano confini di sistema e ambiti di applicazione differenti. Di conseguenza, nessun singolo metodo è in grado di cogliere in modo completo tutti gli aspetti dei cambiamenti nella biodiversità. Tabella 3-11 illustra gli impatti sugli ecosistemi che possono derivare dall'installazione di pannelli solari e fornisce suggerimenti per favorire la coesistenza tra ecosistemi e pannelli. Tabella 3-12 presenta tre casi di studio relativi alle reazioni degli ecosistemi all'installazione di pannelli solari.

Tabella 3-11. Impatto dei pannelli solari sugli ecosistemi

Impatti e Suggerimenti		Citazione
Possibili impatti	Creare un microclima sotto e intorno al pannello, a causa delle variazioni di luce e pioggia	(Bošnjaković et al., 2023; Lambert et al., 2023, 2024; Mamun et al., 2022; Tinsley et al., 2024; Uldrijan et al., 2021)
	Favorire una maggiore crescita dei semi se la manutenzione è ridotta	
	Provocare la perdita di habitat e lo spostamento degli animali a causa dei lavori di costruzione	
	Le specie animali perdono l'orientamento a causa del riflesso dei pannelli solari, specialmente in prossimità del mare	
	Compattare il suolo, aumentando la densità apparente e riducendo la porosità	
	Modificare le comunità vegetali a favore di specie più tolleranti all'ombra o promuovere colture che prediligono l'ombra	
Suggerimenti	Creare o mantenere zone cuscinetto dell'ecosistema intorno al campo di pannelli	(Hernandez, Hoffacker, Murphy-Mariscal, et al., 2015; Lambert et al., 2023, 2024; Randle-Boggis et al., 2020b; Tinsley et al., 2024; Uldrijan et al., 2021)
	Installare habitat per gli animali, come casette per uccelli e pipistrelli	
	Falciare più tardi nel corso dell'anno o sostituire il tosaerba con il pascolo	
	Ridurre l'uso di pesticidi e fertilizzanti	
	Creare o mantenere aree di terreno nudo	
	Le erbe perenni e le graminacee perenni possono essere ideali da piantare sotto i pannelli per aumentare l'infiltrazione dell'acqua grazie al loro apparato radicale e alla loro capacità di controllare l'erosione	
	Limitare le erbe alte e le piante impollinatrici poiché potrebbero danneggiare i pannelli	
	Collocare i parchi solari in luoghi già interessati da fonti antropiche, come aree di bassa qualità o siti precedentemente sviluppati	
	Prestare attenzione agli ecosistemi circostanti poiché le zone dei pannelli solari potrebbero essere utilizzate per spostarsi tra gli habitat e le specie non autoctone potrebbero approfittare della frammentazione dell'habitat	
	Il compostaggio può aiutare a mantenere il contenuto di carbonio e azoto nei suoli	
	Aumentare lo spazio tra i pannelli può favorire la crescita delle praterie	

Tabella 3-12. Casi di studio sull'utilizzo dei pannelli solari nell'ambiente

Casi di Studio	Citazione
Uno studio sulle reazioni dei pipistrelli in un campo con pannelli solari, Inghilterra 6 delle 8 specie o gruppi di specie di pipistrelli hanno risentito negativamente della presenza dei pannelli solari, come dimostrato da una minore attività, probabilmente dovuta alla perdita o alla frammentazione dell'habitat utilizzato per l'alimentazione e gli spostamenti - In presenza di pannelli solari, la ricchezza di specie non è stata influenzata, mentre nei campi senza pannelli la ricchezza di specie era maggiore nelle zone di confine - L'attività era maggiore nelle zone di confine rispetto al centro dei campi, sia in presenza che in assenza di pannelli	(Tinsley et al., 2023)
Valutazione della compatibilità paesaggistica in California con impianti di produzione di energia elettrica (>1 MW), USA - I tipi di paesaggio sono elencati in ordine decrescente di potenza installata MW_{dc}: boscaglia/macchia (36%), colture agricole (22%), terreni aridi (roccia/sabbia/argilla) (12%), Terreni urbanizzati (spazi aperti, a bassa, media e alta intensità) (12%), prati/erbacee (9%), pascoli/fieno (8%) e zone umide erbacee emergenti (0%) - Il 48% dei km² installati si trova in zone di arbusteti/boscaglie, un paesaggio con alti livelli di biodiversità - Compatibilità degli impianti con il paesaggio in cui sono situati (in base a vari criteri solari, idrologici, topografici, ecologici ed energetici, descritti nel supplemento dello studio): - L'11,2% si trova in aree compatibili, il 71,7% in aree potenzialmente compatibili, il 17,1% in aree non compatibili - Distanza media dell'impianto di servizio dall'area protetta più vicina: 7,2 ± 0,9 km	(Hernandez, Hoffacker, Murphy-Mariscal, et al., 2015)
Uno studio che mette a confronto terreni antropizzati (parco solare e vigneto abbandonato) e terreni seminaturali (bosco e boscaglia), Francia - All'interno del parco solare - La presenza di piante in fase di successione e la ricchezza di specie non sono state influenzate dai pannelli solari - Tra i diversi tipi di terreno - L'indicatore generale della qualità del suolo era 4 volte inferiore nei terreni antropici rispetto a quelli seminaturali - La qualità degli aggregati del suolo era ridotta nei terreni antropici - Le quantità di carbonio, azoto e biomassa microbica erano più elevate nei terreni seminaturali rispetto a quelli antropici	(Lambert et al., 2021)

3.4.5 SALUTE UMANA

Gli esseri umani possono subire effetti negativi derivanti dai pannelli solari a causa delle emissioni rilasciate durante il loro ciclo di vita o dall'utilizzo dell'impianto. Le emissioni possono penetrare nell'organismo umano attraverso diverse vie di esposizione: contatto cutaneo, respirazione, ingestione o assunzione per via orale (U.S. EPA, 2025a). Gli esseri umani possono subire effetti negativi derivanti dai pannelli solari a causa delle emissioni rilasciate durante il loro ciclo di vita o dall'utilizzo dell'impianto. Le emissioni possono penetrare nell'organismo umano attraverso diverse vie di esposizione: contatto cutaneo, respirazione, ingestione o assunzione per via orale (Pizzol et al., 2011) e la seguente discussione non offre un elenco esaustivo di categorie né di unità.

La tossicità (cancerogena e non cancerogena per l'uomo) descrive le possibili implicazioni per la salute di una sostanza tossica. L'unità di misura è l'Unità di Tossicità Comparativa per l'uomo (CTUh, comparative toxic unit for humans). La formazione fotochimica di ozono, nota anche come formazione di smog fotochimico, misura la produzione di ozono troposferico e il suo impatto finale sul sistema respiratorio umano; le unità sono kg di composti organici volatili non metanici equivalenti (NMVOC_{eq}, non-methane volatile organic compounds equivalents), kg di ossidi di azoto equivalenti (Nox_{eq}, nitrogen oxides).

equivalent) o kg di ozono equivalente (O_{3eq}) (Bare, 2012; Huijbregts et al., 2016; Zampori et al., 2016). La formazione di particolato fine può riferirsi all'assorbimento di particelle primarie o secondarie, inorganiche o organiche, di varie dimensioni (PM_{10} , $PM_{2,5}$, particolato sospeso totale) ed è espressa in kg di $PM_{2,5eq}$ primario o incidenza di malattia (Huijbregts et al., 2016; Zampori et al., 2016). Il potenziale di radiazione da ionizzazione si riferisce al rilascio di radionuclidi, principalmente dal processo di produzione di energia nucleare, ed è espresso in kilobecquerel (kBq) di cobalto-60eq, kBq di uranio-235eq o Bq di carbonio-14eq (Huijbregts et al., 2016; Rybczewska-Błażejowska & Jezierski, 2024b). I rischi generali sono discussi nella Tabella 3-13.

(Alam & Xu, 2023b) presentano un'analisi del LCA "dalla culla al cancello" basata sul mix energetico canadese. Per le categorie 'Cancerogeno', "Non cancerogeno", "Effetti respiratori" e "Smog", la produzione dei pannelli ha rappresentato il principale fattore di impatto, con una percentuale compresa tra il 40 e il 90 % dell'impatto complessivo di ciascuna categoria. Durante il ciclo di vita, le emissioni di cromo VI nelle acque sotterranee hanno rappresentato il principale fattore nella categoria "Cancerogeni", mentre le emissioni di ioni di piombo e zinco nelle acque sotterranee sono state il principale fattore nella categoria "Non cancerogeni". L'impatto dello smog è derivato principalmente dagli ossidi di azoto. (Ali et al., 2022), che hanno valutato la produzione in Cina e l'utilizzo in America, hanno individuato nella produzione di pannelli il principale fattore per le seguenti categorie: Smog (~80%), Effetti respiratori (80%) e Riduzione dell'ozono (~90%). La produzione di pannelli ha contribuito per circa il 50% sia agli impatti cancerogeni che a quelli non cancerogeni.

Tabella 3-13. Possibili rischi per la salute umana e strategie di mitigazione

Rischio	Citazione
Abbagliamento - Perdita momentanea della vista e danni agli occhi - I rischi possono essere mitigati con rivestimenti antiriflesso - In zone critiche come le rotte di volo negli aeroporti, è possibile evitare l'installazione dei pannelli o modificarne l'orientamento	(Bošnjaković et al., 2023; Rose & Wollert, 2015; Sreenath et al., 2020)
Incendio Le batterie possono prendere fuoco e rilasciare fumo	(Wu et al., 2020)
Rumore - Prodotto da inseguitori solari, inverter e trasformatori - Mitigato con tecniche di cancellazione del rumore, come il posizionamento delle apparecchiature che producono rumore al centro dell'impianto solare o più vicino a zone industriali/non residenziali	(Bahtiarian, 2020; Bošnjaković et al., 2023)
Lisciviazione - Le emissioni nell'acqua durante la fase di produzione possono includere COD, fluoruro, solidi sospesi, azoto e fosforo - I pannelli invecchiati e/o privi di vetro possono presentare una maggiore lisciviazione di elementi, come piombo e alluminio. La mancanza del pannello di vetro è rara, ma può verificarsi in condizioni di discarica. - Le concentrazioni di altri elementi, come cadmio, cromo, rame e argento, possono rimanere al di sotto dei limiti normativi anche se il pannello è privo di vetro. - Test di laboratorio come TCLP e SPLP sono utili per misurare la possibile lisciviazione nell'acqua potabile e negli ecosistemi.	(A. Robinson & Meindl, 2019; Sharma et al., 2021; Xie et al., 2018)
Atmosfera - Inquinanti atmosferici indiretti derivanti dalla combustione del carbone durante la produzione di energia elettrica, quali biossidi di zolfo, ossidi di azoto e metalli pesanti - Nella produzione di pannelli, le emissioni atmosferiche possono includere polveri di silicio, acido cloridrico, acido fluoridrico, cloro, ammoniaca, COVNM, ossidi di carbonio, metano, ossidi di azoto, esafluoruro di zolfo e perfluorocarburi	(Bošnjaković et al., 2023; Chen et al., 2016; Fan et al., 2021; Xie et al., 2018; Yang et al., 2023)

3.4.6 IMPRONTA IDRICA

L'acqua viene consumata in diverse fasi del ciclo di vita e tale consumo viene comunemente definito "consumo idrico" o "impronta idrica". L'acqua viene utilizzata indirettamente durante la fase di produzione, in quanto viene consumata in alcuni processi di produzione di energia elettrica, come la combustione del carbone o l'energia nucleare (Bošnjaković et al., 2023). (Stolz et al., 2017b) stima che l'82% dello stress idrico del ciclo di vita di un impianto fotovoltaico derivi dalla fase di produzione e che gli impianti su tetto utilizzino l'83,0-99,6% in meno di acqua nel ciclo di vita rispetto agli impianti su scala industriale. La realizzazione di una base in calcestruzzo e di una base su pali richiede rispettivamente 260 e 6 volte più acqua rispetto a una struttura montata su tetto (Roy & Pearce, 2024).

Al contrario, i pannelli solari richiedono meno acqua durante la fase di costruzione e di funzionamento. L'acqua viene impiegata per il controllo delle polveri durante la fase di costruzione. Durante il funzionamento, l'acqua viene utilizzata per rimuovere dai pannelli polvere, polline, escrementi di uccelli e altre particelle, ma ciò dipende dall'ambiente. I luoghi più polverosi, come i deserti, richiederanno probabilmente una pulizia più frequente (Bukhary et al., 2018; Rabaia et al., 2021). L'acqua viene utilizzata anche come agente di raffreddamento per ridurre la temperatura dei pannelli, poiché l'efficienza diminuisce alle alte temperature, con un calo di circa lo 0,5% per ogni aumento di 1 °C, in base alle condizioni di temperatura standard (Bamisile et al., 2025; Shalaby et al., 2022).

Potrebbe essere necessaria un'infrastruttura di depurazione per l'acqua utilizzata per la pulizia. A causa del rischio di accumulo di sale o altre particelle (solidi totali) sui pannelli, l'acqua può essere trattata in un impianto di desalinizzazione o in un impianto di trattamento delle acque reflue. I pannelli solari possono essere utilizzati come strumento per raccogliere l'acqua piovana, che può poi essere riutilizzata per la pulizia (Elamri et al., 2018b).

Esistono vari metodi per calcolare il consumo idrico. La norma ISO 14046:2014 offre una guida sulle misurazioni e le valutazioni dell'impronta idrica (International Organization for Standardization, 2014). (Roy & Pearce, 2024) hanno calcolato l'impronta idrica in m^3/kWp , considerando le acque sotterranee e superficiali, misurando l'acqua utilizzata nella catena di approvvigionamento e poi ponderandola in base alla scarsità idrica del bacino idrografico. (Stolz et al., 2017b) hanno calcolato il consumo idrico (acqua incorporata nel prodotto o evaporata) e l'acqua prelevata (acqua prelevata e restituita allo stesso bacino idrografico) in m^3/kWh e lo stress idrico (acqua disponibile in un bacino idrografico dopo aver sottratto la domanda umana e quella dell'ecosistema) in $\text{m}^3 \text{acqua}_{\text{eq}}/\text{kWh}$ con il metodo AWARE. Il ciclo di vita del consumo e dei prelievi idrici viene misurato e poi ponderato in base ai valori di scarsità idrica specifici per paese. Il metodo LCIA ReCiPe misura il consumo idrico in m^3 (Huijbregts et al., 2016). Tabella 3-14 riporta i valori di utilizzo idrico per i pannelli fotovoltaici.

Tabella 3-14. Consumo idrico dei pannelli solari

Impatto	Citazione
Impronta idrica: $1,7 \times 10^4 - 1,9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{kW}_p$ Impronta idrica delle trutture di montaggio: - Montaggio su tetto: $22 \text{ m}^3/\text{kW}_p$ - Base in calcestruzzo, montaggio a terra: $57 \text{ m}^3/\text{kW}_p$ - Pali infissi, montaggio a terra: $1,30 \text{ m}^3/\text{kW}_p$	(Roy & Pearce, 2024)
Impronta idrica: $8,7 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{kWh}$ of which: $1,5 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{kWh}$ è consume idrico $7,2 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{kWh}$ è prelievo idrico Stress idrico: $3,2 \times 10^{-2} \text{ m}^3 \text{ water}_{eq}/\text{kWh}$ in base al consumo $1,5 \times 10^{-1} \text{ m}^3 \text{ water}_{eq}/\text{kWh}$ in base al prelievo	(Stolz et al., 2017b)
Prelievo idrico + consumo - Costruzione: $3,6 \times 10^{-5} \text{ m}^3/\text{kWh}$ - Funzionamento: $6,5 \times 10^{-5} \text{ m}^3/\text{kWh}$ - Smantellamento dell'impianto: $20 \times 10^{-5} \text{ m}^3/\text{kWh}$	(Bukhary et al., 2018)

3.4.7 ECOSISTEMI TERRESTRI E ACQUATICI

Come già menzionato nella sezione 3.4.7 Salute Umana, durante il ciclo di vita dei pannelli solari possono verificarsi emissioni chimiche nell'acqua e nel suolo (direttamente o indirettamente), che rappresentano un rischio anche per il suolo e la fauna acquatica. Alcune categorie di impatto della LCIA sono il potenziale di acidificazione, il potenziale di eutrofizzazione e l'ecotossicità (marina e d'acqua dolce). L'acidificazione, nota anche come acidificazione terrestre, valuta il rilascio nell'aria di sostanze inquinanti, quali ammoniaca, ossidi di azoto (NO_x) e ossidi di zolfo, che possono acidificare il suolo e l'acqua. Le unità di misura sono solitamente espresse in kg SO_{2eq} or mol H^+_{eq} (European Commission et al., 2012; PRé, 2020; Zampori et al., 2016). L'eutrofizzazione è una misura delle emissioni nell'aria e nell'acqua che contengono azoto o fosforo e possono portare alla proliferazione di alghe nei corpi idrici; talvolta viene suddivisa in Eutrofizzazione Marina (Kg N_{eq}) ed Eutrofizzazione d'acqua dolce (kg PO_4^{-3eq}). L'ecotossicità, denominata anche ecotossicità marina, d'acqua dolce o terrestre, è la tossicità ecologica (destino ed effetto sulle specie) di una sostanza rispetto all'1,4-diclorobenzene (indicato come 1,4-DCB o 1,4-DB) nei suoli naturali, nelle acque d'acqua dolce o nelle acque marine. Le unità possono essere espresse in (kg 1,4-DCB_{eq}), (kg 1,4-DB_{eq}) or (Unità di tossicità comparativa per gli ecosistemi, CTU_e , comparative toxicity unit for ecosystems) (European Commission. Joint Research Centre. Institute for Environment and Sustainability, 2010; Huijbregts et al., 2016; Rybaczewska-Błazejowska & Jezierski, 2024b).

Per quanto riguarda le categorie Eutrofizzazione e Acidificazione, secondo i risultati di (Alam & Xu, 2023b), la produzione dei pannelli ha contribuito per una percentuale compresa tra il 60 e il 68% all'impatto complessivo di tali categorie, mentre per la categoria Ecotossicità, la produzione delle apparecchiature di installazione elettrica ha rappresentato circa il 60% dell'impatto. (Shah et al., 2023) hanno condotto una LCA in Pakistan e hanno osservato che l'assemblaggio dei pannelli rappresentava il 50% dell'ecotossicità acquatica in acque dolci considerando solo la fase di produzione dei pannelli. La produzione di silicio di grado solare ha determinato il 40-50% dell'impatto rispettivamente per l'eutrofizzazione e l'acidificazione e il 45% dell'ecotossicità terrestre. (Ali et al., 2022) hanno osservato che la produzione di pannelli contribuisce per circa il 70% all'acidificazione e all'eutrofizzazione e per circa l'80% all'ecotossicità.

Un altro potenziale impatto è il riflesso della luce polarizzata orizzontalmente sui corpi idrici da parte dei pannelli. Alcuni insetti acquatici utilizzano la luce polarizzata come guida per raggiungere i corpi idrici dove deporre le uova. (Száz et al., 2016) hanno confrontato le superfici dei pannelli con rivestimenti antiriflesso (ARC, anti-reflective coating) con quelle non rivestite in termini di quantità di luce riflessa e

attraattiva per tafani, effimere e moscerini. Lo studio ha rilevato che i) la superficie ARC riflette comunque la luce polarizzata orizzontalmente quando la luce solare proviene da davanti o da dietro, mentre le superfici non rivestite riflettevano la luce a tutti gli angoli testati e ii) l'ARC ha ridotto l'attrazione per alcune specie in condizioni di sole, ma in condizioni di nuvolosità ha aumentato l'attrazione o è rimasta uguale a quella delle superfici non rivestite per alcune specie.

3.4.8 FINE VITA

Le opzioni di EoL per i pannelli solari sono poco sviluppate e non sono ancora ampiamente implementate a livello commerciale. Si stima che nel 2050 si raggiungeranno i 60–78 milioni di tonnellate di rifiuti fotovoltaici (Chowdhury et al., 2020). Tale cifra può essere ridotta se i pannelli solari vengono gestiti secondo un approccio di economia circolare (Besiou & Van Wassenhove, 2016; Salim et al., 2019). Il recupero e il riciclaggio dei componenti o dell'intero pannello solare comportano numerosi vantaggi, quali la riduzione della necessità di estrarre materie prime, la creazione di posti di lavoro nei settori della raccolta, della riparazione, del riciclaggio, della lavorazione e del trasporto, nonché la promozione di opportunità di ricerca (IRENA & IEA-PVPS, 2016).

Sebbene molti paesi non dispongano attualmente di una legislazione relativa alla fine del ciclo di vita dei pannelli solari, si sta creando un certo slancio (Majewski et al., 2021; Ngagoum Ndalloka et al., 2024). La direttiva UE 2012/19/UE, denominata direttiva sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE), è entrata in vigore nel 2014 e riguarda la raccolta differenziata dei prodotti RAEE, le esportazioni illegali di rifiuti e l'armonizzazione delle banche dati e della rendicontazione. La direttiva impone inoltre agli Stati membri dell'UE di verificare che gli impianti di trattamento siano autorizzati, di indicare e comunicare al pubblico i punti di raccolta, di rispettare i tassi minimi di raccolta e di richiedere ai produttori di finanziare la raccolta e la gestione a fine vita (European Commission, s.d.). A livello globale esistono diverse organizzazioni che forniscono consulenza e assistenza nelle operazioni relative alla gestione a fine vita, come ad esempio PV Cycle.

Esistono tre opzioni principali per la fase di fine vita: riutilizzo, riciclaggio e smaltimento in discarica. La letteratura sull'LCA valuta e ottimizza le strategie di fine vita, ma molte tecniche sono ancora in fase di sperimentazione su scala di laboratorio.

3.4.8.1 Riutilizzo

Il Riutilizzo comprende il ricondizionamento e il successivo impiego del pannello per la produzione di energia sul mercato dell'usato. I pannelli possono essere riutilizzati per la produzione di energia non collegata alla rete (località remote, segnaletica stradale).

3.4.8.2 Riciclaggio

Il Riciclaggio avviene quando un componente o materiale specifico viene individuato e separato fisicamente, termicamente e/o chimicamente dal resto del prodotto. Le opzioni generali sono descritte nella Tabella 3-15. Il componente viene quindi portato a un livello di purezza accettabile, dopodiché può essere riciclato in un processo di riciclaggio a ciclo chiuso o a ciclo aperto. Il riciclaggio a ciclo chiuso si ha quando un componente/materiale viene utilizzato in un nuovo pannello per lo stesso scopo che aveva nel pannello solare originale. Il riciclaggio a ciclo aperto si verifica quando il materiale viene utilizzato per uno scopo diverso da quello originale (Farrell et al., 2020). Ad esempio, il vetro frantumato proveniente dallo strato di vetro, chiamato "glass cutlet", può essere utilizzato in prodotti in fibra di vetro per l'isolamento termico (IRENA & IEA-PVPS, 2016).

Ogni processo di trattamento, sia esso fisico, termico o chimico, presenta vantaggi e svantaggi. Un processo può riuscire a separare il componente desiderato dal pannello, ma può generare sottoprodotti potenzialmente pericolosi o rendere i componenti rimanenti non commerciabili (Chowdhury et al., 2020). Una volta separati, i materiali possono essere inviati a riciclatori specifici. L'85% del pannello, costituito da alluminio, vetro e rame, può essere recuperato con la separazione fisica e, complessivamente, è possibile recuperare il 97% del rame utilizzato nel pannello. In alternativa, alcuni componenti sono difficili

da separare, come il silicio e gli strati di EVA, e la purezza può diminuire. Componenti come il vetro sono più facili da rimuovere, ma possono essere mescolati con metalli, viti, polimeri e quindi possono richiedere ulteriori passaggi per rimuovere le impurità (Bošnjaković et al., 2023; IRENA & IEA-PVPS, 2016).

Se un componente è considerato pericoloso, il riciclaggio può risultare più difficile da realizzare. Le definizioni di pericolosità variano da paese a paese, poiché i paesi possono utilizzare test simili, come il test di lisciviazione, ma con parametri diversi (Yasutaka et al., 2017). La letteratura offre una moltitudine di metodi di riciclaggio innovativi che vengono testati su scala di laboratorio, ma il riciclaggio non è ampiamente implementato, spesso a causa della mancanza di applicazione delle norme e di incentivi finanziari a livello globale (Majewski et al., 2021).

3.4.8.3 Smaltimento in discarica

Lo Smaltimento in discarica consiste nel conferire i pannelli o i componenti, senza alcun trattamento preliminare, in una discarica. I pannelli potrebbero essere mescolati con altri rifiuti elettronici e non elettronici. I metalli e i polimeri potrebbero lisciviare e contribuire alla formazione del percolato della discarica; pertanto, lo smaltimento in discarica dovrebbe essere evitato.

Tabella 3-15. Opzioni di gestione a fine vita per i pannelli solari

Opzioni di Riciclaggio	Riferimenti
- Trattamento fisico: Separazione degli strati, manuale o meccanica, per rimuovere il telaio in alluminio, i cavi e la scatola di derivazione; triturazione, frantumazione, separazione a correnti parassite, vagliatura, selezione ottica, sonificazione, frammentazione elettroidraulica - Trattamento termico: Incenerimento e pirolisi, utilizzati per gli strati polimerici - Trattamento chimico: Bagni acidi e incisione (utilizzati per separare i wafer di silicio, lo strato di EVA e i metalli - rame, piombo, argento, alluminio e stagno) e separazione elettrostatica (utilizzata per il silicio e i metalli - argento, rame, alluminio)	Fisico: (Azeumo et al., 2019; Chowdhury et al., 2020; P. R. Dias et al., 2022; ImpulsTec GmbH, s.d.; IRENA & IEA-PVPS, 2016) Termico: (Aryan et al., 2018b; Farrell et al., 2020) Chimico: (An & Sun, 2024; Azeumo et al., 2019; Chowdhury et al., 2020; De Souza & Veit, 2023; P. Dias et al., 2016; P. R. Dias et al., 2022; Farrell et al., 2020; Park & Park, 2014)

3.4.9 DICHIARAZIONE AMBIENTALE DI PRODOTTO

Una EPD è un documento che presenta l'Analisi del Ciclo di Vita (LCA) di un prodotto o di una serie di prodotti, purché questi abbiano le stesse fasi del ciclo di vita e la stessa funzione. L'EPD è finanziata dal produttore del prodotto (che ne diventa il titolare) ed è certificata da un ente terzo. L'EPD segue i protocolli di analisi e documentazione stabiliti dall'operatore (la società che autorizza l'EPD) e gli standard internazionali. Tali protocolli si trovano, a titolo esemplificativo ma non esaustivo, nelle regole di categoria di prodotto (PCR, product category rules), nelle norme ISO 14040, ISO 14044, ISO 14025:2006 e EN 15804:2012 (International EPD System, 2025). L'attuale PCR per i pannelli solari di un operatore leader, International EPD System, è denominata "Moduli fotovoltaici e loro parti", numero di registrazione 2019:14-c-PCR-016 (International EPD System, 2022). Le informazioni incluse sono: background del produttore, identificazione del prodotto, unità funzionale, copertura geografica e componenti della LCA (inventario, confini, risultati, interpretazione). Le tabelle da Tabella 3-16 a Tabella 3-19Tabella 3-19 offrono esempi di risultati intermedi dell'analisi di LCA per le EPD.

Tabella 3-16. EPD example #1(QingHai Huanghe Hydropower Development CO.,Ltd., 2023)

Categoria	Valore	Unità
Potenziale di cambiamento climatico (combustibili fossili + uso del suolo e cambiamento d'uso del suolo)	$1,6 \times 10^2$	kg CO _{2eq} /kW _p
Potenziale di cambiamento climatico (biogenico)	-0,2	kg CO _{2eq} /kW _p
Potenziale di riduzione dello strato di ozono stratosferico	$4,9 \times 10^{-5}$	kg CFC11 _{eq} /kW _p
Potenziale di acidificazione, superamento accumulato	1,6	mol H ⁺ _{eq} /kW _p
Potenziale di eutrofizzazione, frazione di nutrienti che raggiunge il compartimento finale delle acque dolci	$7,2 \times 10^{-3}$	kg P _{eq} /kW _p
Potenziale di eutrofizzazione, frazione di nutrienti che raggiunge il compartimento finale marino	$3,5 \times 10^{-1}$	kg N _{eq} /kW _p
Potenziale di eutrofizzazione, superamento accumulato	3,6	mol N _{eq} /kW _p
Potenziale di formazione dell'ozono troposferico	1,1	kg NMVOC _{eq} /kW _p
Potenziale di esaurimento abiotico per risorse non fossili	$1,9 \times 10^{-2}$	kg Sb _{eq} /kW _p
Potenziale di esaurimento abiotico per risorse fossili	$1,7 \times 10^3$	MJ/kW _p
Potenziale di privazione dell'uso dell'acqua	$-2,7 \times 10^1$	m ³ /kW _p

Tabella 3-17. Esempio EPD n. 2 (Viridian Solar Ltd., 2023)

Categoria	Valore	Unità
Potenziale di riscaldamento globale (combustibili fossili + uso del suolo e cambiamento d'uso del suolo)	$1,4 \times 10^3$	kg CO _{2eq} /kW _p
Potenziale di riscaldamento globale (biogenico)	7,2	kg CO _{2eq} /kW _p
Riduzione dello strato di ozono	$1,2 \times 10^{-4}$	kg CFC-11 _{eq} /kW _p
Acidificazione terrestre e delle acque dolci	8,7	mol H ⁺ _{eq} /kW _p
Eutrofizzazione delle acque dolci	$3,4 \times 10^{-1}$	kg P _{eq} /kW _p
Eutrofizzazione marina	1,7	kg N _{eq} /kW _p
Eutrofizzazione terrestre	$1,8 \times 10^1$	mol N _{eq} /kW _p
Ossidazione fotochimica	5,2	kg NMVOC/kW _p
Esaurimento abiotico – elementi	$3,2 \times 10^{-2}$	kg Sb _{eq} /kW _p
Esaurimento abiotico – risorse fossili	$1,3 \times 10^4$	MJ/kW _p
Scarsità idrica	$4,2 \times 10^2$	m ³ depriv./kW _p
Inorganici respiratori – particolato	$1,1 \times 10^{-4}$	disease inc./kW _p
Radiazione ionizzante	$2,9 \times 10^1$	kBq U-235 _{eq} /kW _p
Ecotossicità delle acque dolci	$4,2 \times 10^4$	CTU _e /kW _p
Effetti cancerogeni sulla salute umana	$8,4 \times 10^{-7}$	CTU _h /kW _p
Effetti non cancerogeni sulla salute umana	$3,5 \times 10^{-5}$	CTU _h /kW _p
Impatti legati all'uso del suolo, qualità del suolo	$4,0 \times 10^3$	Pt/kW _p

Tabella 3-18. Esempio EPD n. 3 (Sunova Solar Technology Co., Ltd., s.d.)

Categoria	Valore	Unità/kWh	Valore	Unità/kW _p
Potenziale di riscaldamento globale (combustibili fossili + uso del suolo e cambiamento d'uso del suolo)	$2,2 \times 10^{-2}$	kg CO ₂ eq./kWh	$1,1 \times 10^3$	kg CO _{2eq} /kW _p
Potenziale di riscaldamento globale (biogenico)	$-8,8 \times 10^{-8}$	kg CO ₂ eq./kWh	$-4,5 \times 10^{-3}$	kg CO _{2eq} /kW _p
Potenziale di riduzione dello strato di ozono stratosferico	$1,1 \times 10^{-9}$	kg CFC11 eq./kWh	$5,7 \times 10^{-5}$	kg CFC11 _{eq} /kW _p
Potenziale di acidificazione	$1,6 \times 10^{-4}$	mol H ⁺ eq./kWh	8,3	mol H ⁺ _{eq} /kW _p
Potenziale di eutrofizzazione	$9,0 \times 10^{-7}$	kg P eq./kWh	$4,6 \times 10^{-2}$	kg P _{eq} /kW _p
Potenziale di formazione dell'ozono troposferico	$9,4 \times 10^{-5}$	kg NMVOC eq./kWh	4,9	kg NMVOC _{eq} /kW _p
Potenziale di esaurimento abiotico per risorse non fossili	$7,6 \times 10^{-7}$	kg Sb eq./kWh	$3,9 \times 10^{-2}$	kg Sb _{eq} /kW _p
Potenziale di esaurimento abiotico per risorse fossili	$2,5 \times 10^{-1}$	MJ/kWh	$1,3 \times 10^4$	MJ/kW _p
Potenziale di privazione dell'acqua	$6,7 \times 10^{-3}$	m ³ depriv./kW _h	$3,5 \times 10^2$	m ³ depriv./kW _p

Tabella 3-19. Esempio EPD n. 4 (DAS SOLAR CO., LTD, 2023)

Categoria	Valore	Unità
Potenziale di riscaldamento globale (combustibili fossili + uso del suolo e cambiamento d'uso del suolo)	$1,8 \times 10^{-2}$	kg CO _{2eq} /kWh
Potenziale di riscaldamento globale (biogenico)	$1,3 \times 10^{-4}$	kg CO _{2eq} /kWh
Potenziale di riduzione dello strato di ozono stratosferico	$1,5 \times 10^{-9}$	kg CFC-11 _{eq} /kWh
Potenziale di acidificazione, superamento accumulato	$1,0 \times 10^{-4}$	mol H ⁺ _{eq} /kWh
Potenziale di eutrofizzazione, frazione di nutrienti che raggiunge il compartimento finale delle acque dolci	$7,3 \times 10^{-7}$	kg P _{eq} /kWh
Potenziale di formazione dell'ozono troposferico	$5,5 \times 10^{-5}$	kg NMVOC _{eq} /kWh
Potenziale di esaurimento abiotico per risorse non fossili	$4,6 \times 10^3$	kg Sb _{eq} /kWh
Potenziale di esaurimento abiotico per risorse fossili	$2,1 \times 10^{-1}$	MJ/kWh
Potenziale di privazione dell'acqua, consumo idrico ponderato per deprivazione	$1,2 \times 10^{-2}$	m ³ depriv./kWh

4 TURBINE EOLICHE

4.1 POTENZIALE DI INTEGRAZIONE IN UNA COMUNITÀ ENERGETICA RINNOVABILE

Includere la produzione di energia eolica all'interno di una CER migliora sensibilmente l'autoconsumo di quest'ultima in quanto molto spesso la produzione eolica risulta essere meglio distribuita durante le 24h rispetto alla produzione solare. Quindi durante le ore in cui il fotovoltaico non produce energia, l'eolico potrebbe coprire una parte della domanda. Mediamente in Europa in una CER che usa il 100% di produzione solare si arriva ad un autoconsumo del 39,4%, ma con un sistema ibrido 50% solare e 50% generazione eolica, l'autoconsumo sale al 66% (Papapietro, 2024). Challenges of installing wind turbines include funding and choosing the right location, as the energy production potential is often considered more important than the efficiency of the turbine and generator itself (Bianchini et al., 2022).

4.2 INFORMAZIONI TECNICHE

4.2.1 FLUSSO DI ENERGIA

La Figura 4-1 illustra il processo di produzione dell'energia eolica, che ha inizio con il vento come input e prevede la conversione dell'energia cinetica in energia meccanica attraverso il rotore delle pale eoliche e, successivamente, in energia elettrica mediante il generatore. In base al tipo di generatore all'interno della navicella e al punto di immissione dell'output della turbina nella rete elettrica, potrebbe essere richiesto un convertitore e/o un trasformatore prima dell'immissione in rete.

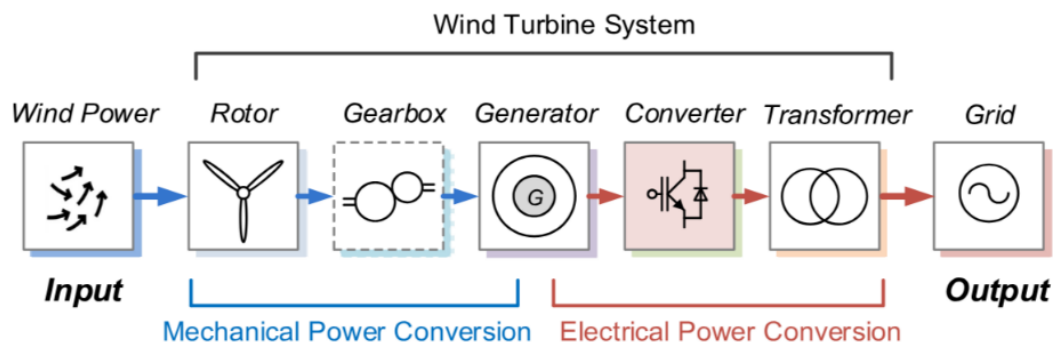


Figura 4-1. Conversione meccanica ed elettrica della potenza in una turbina (Blaabjerg & Ma, 2017)

Le turbine considerate nel capitolo seguente hanno quasi tutte un generatore a magneti permanenti sincrono/asincrono in AC e una tensione in output di 400 V (bassa tensione della rete elettrica).

4.2.2 COMPONENTI E SCHEMI

Esistono due principali tipologie di turbine eoliche maggiormente diffuse, le turbine ad asse orizzontale (HAWT, horizontal axis wind turbines), di cui è riportato uno schema in Figura 4-2 sulla sinistra e le turbine ad asse verticale (VAWT, vertical axis wind turbines), di cui è riportato sulla destra. In entrambi i casi, una turbina eolica è composta principalmente da tre componenti: le pale, la navicella e la torre di sostegno.

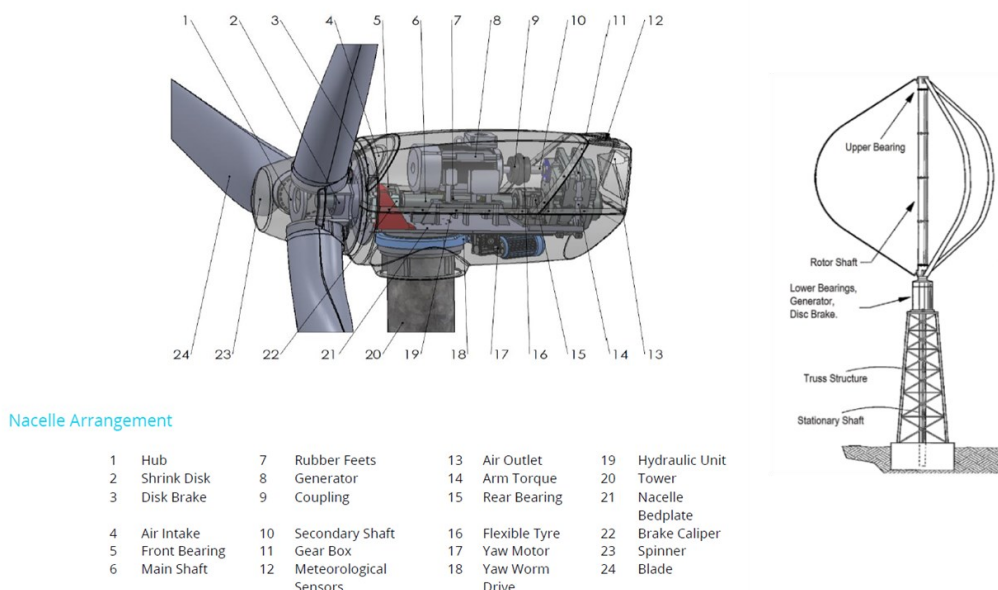


Figura 4-2. a) Schema di una turbina ad asse orizzontale (HAWT) (Zenia Energy, s.d.) a sinistra e b) di una turbina ad asse verticale (VAWT) (Tjiu et al., 2015) a destra

Le pale sono collegate al mozzo (hub) e ruotando mettono in rotazione l'albero principale, sostenuto tramite cuscinetti (bearings) all'interno della navicella. Se il numero di giri dell'albero è basso, quest'ultimo è collegato al generatore elettrico tramite un moltiplicatore del numero di giri (gearbox). Il generatore elettrico a magneti permanenti converte la potenza meccanica in potenza elettrica, la quale verrà immessa successivamente in rete. A differenza di una VAWT, in cui non importa la direzione del vento, nelle HAWT è necessario un sistema di imbardata (Yaw system), che permette di ruotare tutta la struttura superiore della turbina (rotore e navicella) in modo da direzionarla lungo la direzione del vento prevalente in quel momento.

In Tabella 4-1 sono riportati i materiali con le relative percentuali di cui è composta una turbina eolica. Il rotore della navicella può essere collegato al generatore (PMSG, permanent magnet synchronous generator) tramite il moltiplicatore di giri (GB, gearbox) o tramite trasmissione diretta (DD, direct drive). La torre è la struttura verticale in metallo che sorregge la navicella. La fondazione è la struttura che ancora la torre al suolo, trasferisce i carichi statici e dinamici al terreno e garantisce la stabilità dell'impianto nel lungo periodo.

Tabella 4-1. Composizioni materiali, relative e assolute delle tecnologie e dei componenti considerati (C. Li et al., 2022)

Materiale	Rotore, Mozzo e Pale	Navicella con PMSG - GB	Navicella con PMSG - DD	Torre	Fondazione
Ferro	25,8%	41,5%	52,6%	-	-
Acciaio ad alta lega	9,4%	39,3%	29,8%	-	-
Acciaio a bassa lega	9,8%	10,3%	8,9%	97,1%	✓
Calcestruzzo	-	-	-	-	✓
Fibra di vetro	37,3%	-	-	-	-
Rame	0,1%	2,2%	2,2%	0,9%	-
Alluminio	0,1%	0,9%	0,9%	1,0%	-
Resina	17,5%	-	-	-	-
Polimero	4,6 kg/kW	-	-	-	-
Componenti elettrici ed elettronici (EE)	-	0,4%	z	1,0%	-

Tabella 4-1. Composizioni materiali, relative e assolute delle tecnologie e dei componenti considerati (C. Li et al., 2022) (continua)

Materiale	Rotore, Mozzo e Pale	Navicella con PMSG - GB	Navicella con PMSG - DD	Torre	Fondazione
Cromo	-	0,6 kg/kW	0,5 kg/kW	-	-
Manganese	-	0,8 kg/kW	0,8 kg/kW	-	-
Molibdeno	-	0,1 kg/kW	0,1 kg/kW	-	-
Nichel	-	0,4 kg/kW	0,2 kg/kW	-	-
Neodimio	-	39,0 g/kW	168,0 g/kW	12,0 g/kW	-
Disprosio	-	4,0 g/kW	15,0 g/kW	2,0 g/kW	-
Praseodimio	-	4,0 g/kW	35,0 g/kW	-	-
Terbio	-	4,0 g/kW	7,0 g/kW	-	-
Boro	-	1,0 g/kW	6,0 g/kW	-	-

4.2.3 VALORI DEI PARAMETRI DI RIFERIMENTO

I parametri principali delle turbine con potenze nominali di 1, 5, 10, 30, 50, 100, 200, 300, 400 e 500 kW sono riassunti nella Tabella 4-2 e nella

Tabella 4-3. Le fonti si concentrano prevalentemente sulle turbine eoliche ad asse verticali (HAWT). Sono stati consultati la letteratura e le schede tecniche (fornite da produttori e rivenditori), e le fonti principali sono (Aeolos Wind Turbine, s.d.; Engelec Energy, s.d.; Ergowind, 2016; GHREPOWER, 2020; Leitner S.p.A, 2025; Northern Power Systems, s.d.; Wind Engineering Spa, 2013; WindUp Srl, 2018; Zenia Energy, s.d.)

La velocità di cut-in è la velocità del vento di avviamento delle pale, ovvero la velocità minima di funzionamento, mentre quella di cut-off è la velocità di arresto delle pale. La velocità del vento di sicurezza è un limite strutturale di progetto oltre il quale la turbina non opera. L'area spazzata è la superficie intercettata dal vento.

Tabella 4-2. Parametri tecnici per turbine con potenza nominale da 1 a 50kW

Potenza nominale [kW]	1	5	10	30	50
Massima potenza [kW]	1,1	7	10	30	50
Tipologia	VAWT	HAWT	VAWT	HAWT	HAWT
Velocità di cut-in [m/s]	3	3	3,8	3-4	3,5
Velocità nominale del vento [m/s]	12	10	13	11-12	10,5
Velocità di cut-out [m/s]	25	25	25	25	25
Velocità del vento di sicurezza [m/s]	45	50	50	-	52,5
Diametro del rotore [m]	1,2	6	6	13	15,95
Area spazzata [m ²]	6,15	19,62	-	120	200
Peso in testa (navicella + rotore) [kg]	-	310	660	1950	2600
Altezza del mozzo [m]	2,7	8	10	18	27
Tipo di generatore	Generatore sincrono a magneti permanenti	Generatore a magneti permanenti	Generatore a magneti permanenti	Generatore asincrono a magneti permanenti	Generatore asincrono a magneti permanenti
Tensione di uscita, corrente alternata [V _{AC}]	Trifase 400 Monofase 230	500 (48V _{DC})	220-380	400	400
Temperatura di esercizio [°C]	-20 – 50	-40 – 50	-45 – 60	-	-

Tabella 4-3. Parametri tecnici per turbine con potenza nominale da 95 a 500kW

Potenza nominale [kW]	95	200	300	400	500
Massima potenza [kW]	95,3	205	300	400	500
Tipologia	HAWT	HAWT	HAWT	HAWT	HAWT
Velocità di cut-in [m/s]	3,5	4	3	3	2,5
Velocità nominale del vento [m/s]	12	13,5 - 14	10	9,5	13
Velocità di cut-out [m/s]	25	25	20	22	20
Velocità del vento di sicurezza [m/s]	52,5	67	52,5	52,5	-
Diametro del rotore [m]	24,4	29,8 - 31	42	56	42
Area spazzata [m ²]	467,6	697,5 - 754,8	1385,4	2460	1416
Peso in testa (navicella + rotore) [kg]	7250	13750	28600	35500	-
Altezza del mozzo [m]	30 - 37	36 - 46 - 50	39 - 51	51	39
Tipo di generatore	Generatore a magneti permanenti (gearless)	Generatore asincrono a magneti permanenti	Sincrono a magneti permanenti a trasmissione diretta	Sincrono a magneti permanenti a trasmissione diretta	Sincrono a magneti permanenti a trasmissione diretta
Tensione di uscita, corrente alternata [V _{AC}]	400	415	400	400	690
Temperatura di esercizio [°C]	-20 - 40	-	-20 - 50	-20 - 50	-

4.2.4 BILANCIO ENERGETICO E MODELLO TECNICO

La serie di norme IEC 61400-12 definisce le procedure per la misurazione, l'analisi e la reportistica delle prove di prestazione di potenza delle turbine eoliche. In particolare, viene posta particolare attenzione alla selezione degli strumenti utilizzati per la misura della velocità del vento, in quanto tale scelta può influenzare in modo rilevante i risultati dei test di prestazione. Le procedure per la calibrazione, la classificazione e la valutazione dell'incertezza degli anemometri a coppa e degli anemometri a ultrasuoni sono definite nella norma IEC 61400-50-1, mentre quelle relative ai dispositivi di telerilevamento sono riportate nella norma IEC 61400-50-2. L'applicazione di tali procedure consente di ottenere come principali output la curva di potenza misurata della turbina e la produzione annua di energia (AEP, annual energy production) e di seguito vengono riportati i valori per le turbine selezionate nel paragrafo precedente. Non tutte le schede tecniche contengono sia le curve di potenza che le AEP, quindi per alcune turbine è disponibile solo uno dei due dati.

La curva di potenza misurata, definita come la relazione tra la velocità del vento e la potenza erogata dalla turbina eolica, viene determinata mediante la raccolta di misurazioni simultanee delle variabili meteorologiche, inclusa la velocità del vento, e dei segnali operativi della turbina, in particolare la potenza elettrica prodotta. Tali misurazioni sono effettuate presso il sito di prova per un periodo di tempo sufficientemente lungo da consentire la costruzione di un database statisticamente significativo, rappresentativo di un ampio intervallo di velocità del vento e di condizioni atmosferiche variabili. La Tabella 4-4 riporta i valori di potenza erogata risultanti delle 9 turbine per cui erano disponibili i dati, per velocità del vento comprese tra 1 e 25 m/s. La Figura 4-3 mostra le curve di potenza delle 9 turbine, ovvero la relazione tra l'aumento della velocità del vento e la potenza normalizzata risultante.

Tabella 4-4. Valori di potenza in uscita delle turbine selezionate

Velocità del Vento [m/s]	Potenza Nominale								
	1 kW	5 kW	10 kW	30 kW	50 kW	100 kW	200 kW	400 kW	500 kW
	Potenza in Uscita								
	[W]					[kW]			
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	300	0	1	0	1,2	0	5,8	0
4	20	600	200	2	1	7,2	7	16,8	14
5	50	1000	1200	5	5	14,5	19	31,5	40
6	100	1700	2600	8	10	24,7	34	50,2	74
7	150	2500	4300	13	15	37,9	56	73	124
8	180	3200	5700	18	25	58,7	78	100,8	188
9	300	4000	7000	23	35	74,8	109	134,1	270
10	400	5000	8300	27	42	85,1	138	171	360
11	550	6000	9800	30	50	90,2	162	213,8	439
12	770	6600	10200	31	50	94,7	184	261,9	483
13	970	7000	10300	31	50	95,3	196	309,3	496
14	1050	6700	10400	31	50	95,1	205	352,4	500
15	1030	6400	10500	31	50	94,2	202	387,2	500
16	1030	6000	10600	30,5	50	92,9	200	400	500
17	1030	5500	10700	30	50	91,2	196	400	500
18	1030	5000	10700	30	50	88,9	196	400	500
19	1030	4500	10700	30	50	87,1	196	400	500
20	1030	4000	10700	30	50	84,1	196	400	500
21	1030	3500	10700	30,5	50	81,3	196	400	0
22	1030	3000	10700	32	50	78,6	196	400	0
23	1030	2500	10700	33	50	76,1	196	0	0
24	1030	2000	10700	35	50	74,3	196	0	0
25	1030	0	0	36	50	71,7	196	0	0

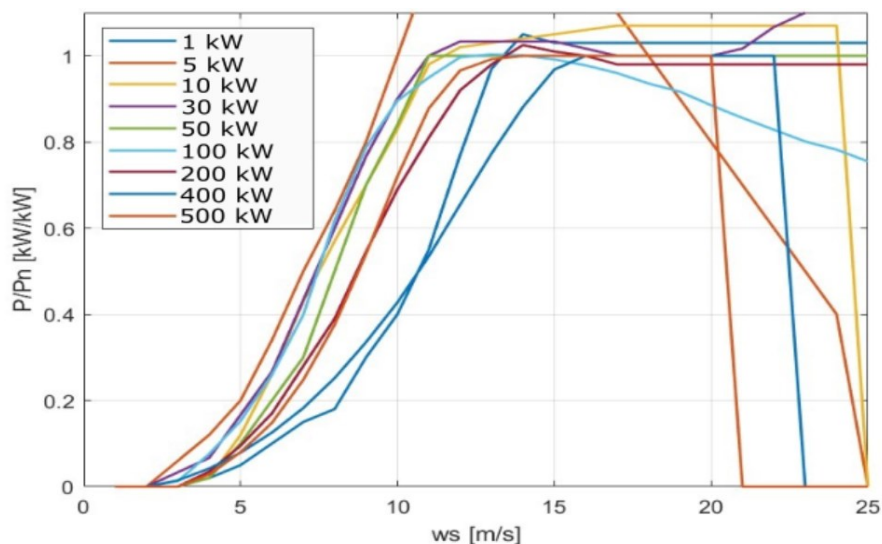


Figura 4-3. Curve di Potenza normalizzate per 9 delle turbine selezionate, fatto con Matlab

Una volta misurata la potenza in output P_{out} , calcolando la potenza disponibile del flusso di vento P_{kin} mediante (Equation 1), è possibile calcolare il coefficiente di potenza rotorico C_p , in funzione della velocità

del vento, come mostrato in (Equation 2). Il coefficiente di potenza rotorico è vincolato superiormente dal limite di Betz, $C_{p,max} = \frac{16}{27} \cong 0,593$. A is the turbine swept area (m^2), v is the wind velocity (m/s^2), and ρ is the air density (kg/m^3) (Al-Bahadly & Peterse, 2011).

$$P_{kin} = \frac{1}{2} \rho v^3 A \quad (1)$$

$$C_p = \frac{P_{out}}{P_{kin}} \quad (2)$$

L'AEP fornisce la stima della produzione totale di energia di una turbina eolica su un periodo di un anno, applicando la curva di potenza misurata in base alle diverse distribuzioni di frequenza della velocità del vento di riferimento all'altezza del mozzo, supponendo una disponibilità del 100% (International Electrotechnical Commission, 2022). La Tabella 4-5 fornisce i valori di AEP per 5 delle turbine selezionate per velocità del vento annuale comprese tra 4 e 8 m/s.

Tabella 4-5. Valori di produzione annua di energia per 5 delle turbine selezionate

	Potenza Nominale [kW]				
	1 kW	100 kW	300 kW	400 kW	500 kW
Velocità del Vento Annuale [m/s]	Produzione Annuale di Energia [MWh/anno]				
4	0,264	-	293	567	-
4,5	-	-	416	776	492
5	0,640	196	550	989	622
5,5	-	240	686	1194	750
6	1,17	284	816	1379	872
6,5	-	325	934	1539	985
7	1,76	364	1034	1670	1088
7,5	-	399	1114	1750	1181
8	2,33	-	-	1820	-

4.3 DATI ECONOMICI

In Figura 4-5 vengono riportati i parametri di costo per le turbine selezionate ed analizzate nel capitolo precedente. Secondo (Bianchini et al., 2022), il CAPEX di un impianto eolico si colloca in un intervallo compreso tra 3.480 e 9.565 €/kW. Nella tabella si farà riferimento al valore medio pari a 6.522 €/kW per impianti con potenza fino a 100 kW. Per impianti con potenza superiore a 100 kW, verrà invece adottato un valore di 4.050 €/kW, come riportato in (Orrell et al., 2023).

La letteratura fornisce diverse stime dei costi di O&M, che variano dall'1% al 3% del CAPEX (Bianchini et al., 2022) oppure sono quantificati come un valore fisso pari a 32 €/kW (Orrell et al., 2023). In questo lavoro, il costo di OPEX è stato calcolato assumendo un valore medio pari all'1% del CAPEX.

Tabella 4-6. Parametri di costo per i diversi modelli di turbina selezionati

Potenza Nominale [kW]	CAPEX [€/kW]	OPEX [€/anno]
1 kW	6.522	65
5 kW	32.612	326
10 kW	65.225	652
30 kW	195.660	1.957
50 kW	326.100	3.261
95 kW	619.000	6.190
200 kW	810.000	8.100
300 kW	1.215.000	12.150
400 kW	1.620.000	16.200
500 kW	2.025.000	20.250

In Figura 4-4 viene mostrato l'andamento dei costi di installazione e dei costi di OPEX per un impianto eolico in funzione della potenza nominale.

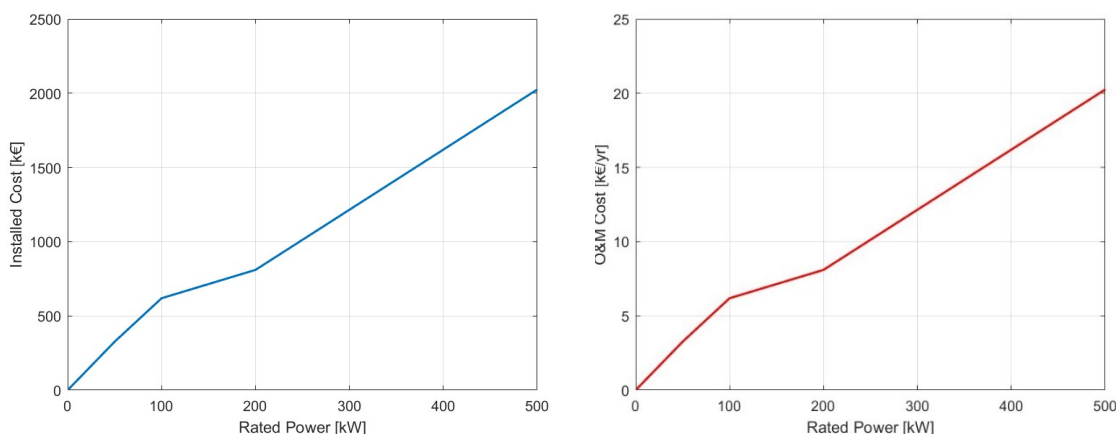


Figura 4-4. Il CAPEX (a sinistra) e costi di OPEX (a destra) in funzione della potenza nominale

4.4 IMPATTI AMBIENTALI

4.4.1 COEFFICIENTI LCA DISPONIBILI IN LETTERATURA

La Tabella 4-7 riporta, per turbine di diverse dimensioni, i valori LCA relativi ai temi di impatto ED, CCP, Potenziale di Eutrofizzazione (EP, eutrophication potential) e Potenziale di Acidificazione (AP, acidification potential) ricavati dalla letteratura. Ove possibile, sono state prese in considerazione turbine con potenze nominali simili e l'unità funzionale è 1 kWh di energia elettrica generata. Per calcolare gli impatti nei casi in cui i dati non fossero disponibili in letteratura, è stato utilizzato il modello LCA semplificato di (Mendecka and Lombardi, 2019). In Matlab, gli autori del rapporto hanno utilizzato i parametri relativi alle turbine eoliche onshore operanti a 6 m/s, come illustrato nella Figura 4-5.

Tabella 4-7. Indicatori del ciclo di vita per ogni turbina scelta basati su un'unità funzionale di 1 kWh di elettricità generata

Modello (kW)	ED ($\frac{MJ}{kWh}$)	CCP ($\frac{gCO_2eq}{kWh}$)	EP ($\frac{gCO_2eq}{kWh}$)	AP ($\frac{gSO_2eq}{kWh}$)	Dettagli	Citazione
1	1,4	110	0,35	1,1	Dati reali riferiti a turbina da 900W	(Troullaki et al., 2019)
	1,6	109	0,1	0,71	Modello di regressione non lineare con input P=1kW	(Mendecka & Lombardi, 2019)
5	1,15	48	0,063	0,31	Dati reali riferiti a turbina con potenza nominale di 6 kW anziché 5kW	(Greening & Azapagic, 2013)
	0,9	60	0,06	0,38	Modello di regressione non lineare con input P=5kW	(Mendecka & Lombardi, 2019)
10	1,3	86	0,004	0,53	Dati reali riferiti a turbina da 10kW installata in Quebec	(Amor et al., 2010)
	0,7	47	0,04	0,3	Modello di regressione non lineare	(Mendecka & Lombardi, 2019)
30	0,61	40	0,0015	0,24	Dati reali riferiti a turbina da 30kW installata in Quebec	(Amor et al., 2010)
	0,46	31,1	0,03	0,19	Modello di regressione non lineare	(Mendecka & Lombardi, 2019)
50	0,38	25,8	0,025	0,16	Dati reali riferiti ad una turbina della stessa azienda con diametro di 21m anziché 24m	(Kabir et al., 2012)
100	0,13	17,8	-	0,042		
	0,3	19,9	0,02	0,12		
200	0,23	15,4	0,015	0,09		
300	0,2	13,3	0,013	0,078		
400	0,18	11,9	0,012	0,07		
500	0,16	11	0,011	0,064		

EP = Potenziale di eutrofizzazione

AP = Potenziale di acidificazione

```
P = 200% [kW] inserire potenza nominale considerata

% Parametri considerando la classe di vento IEC IV
% velocità media annua v=6 m/s
% FU = 1kWh, Scope = Cradle to grave
c1_GWP = 109.57
c2_GWP = -0.37

c1_AP = 0.71
c2_AP = -0.387

c1_EP = 0.104
c2_EP = -0.361

c1_CED = 1.596
c2_CED = -0.366

GWP = c1_GWP*P^c2_GWP % [gCO2eq/kWh]
AP = c1_AP*P^c2_AP % [gSO2eq/kWh]
EP = c1_EP*P^c2_EP % [gPO4eq/kWh]
CED = c1_CED*P^c2_CED % [MJ/kWh]
```

Figura 4-5. Modelli per il calcolo degli indicatori in funzione della potenza nominale estratti dallo studio (Mendecka & Lombardi, 2019), run eseguiti su Matlab per le potenze nominali pari a 1-5-10-30-50-100-200-300-400-500 kW. Da notare che il punto rappresenta il separatore decimale.

In Figura 4-6 viene evidenziato il confronto tra il modello di (Mendecka & Lombardi, 2019) e altri studi di LCA per le potenze da 1 a 100kW. È possibile notare come i valori degli indicatori per i singoli studi siano

in linea con il modello riscontrando solo uno scostamento per lo studio (Amor, 2010) per l'indicatore EP (per P=10 - 30kW), dove si ha effettivamente uno scostamento di un ordine di grandezza. (Mendecka & Lombardi, 2019) ha inoltre condotto una revisione sistematica delle analisi del LCA e ha rilevato che, per le turbine eoliche onshore con potenze inferiori a 20 kW, i valori del CCP erano compresi tra 79 e 189 g CO₂/kWh, con una diminuzione all'aumentare della potenza nominale.

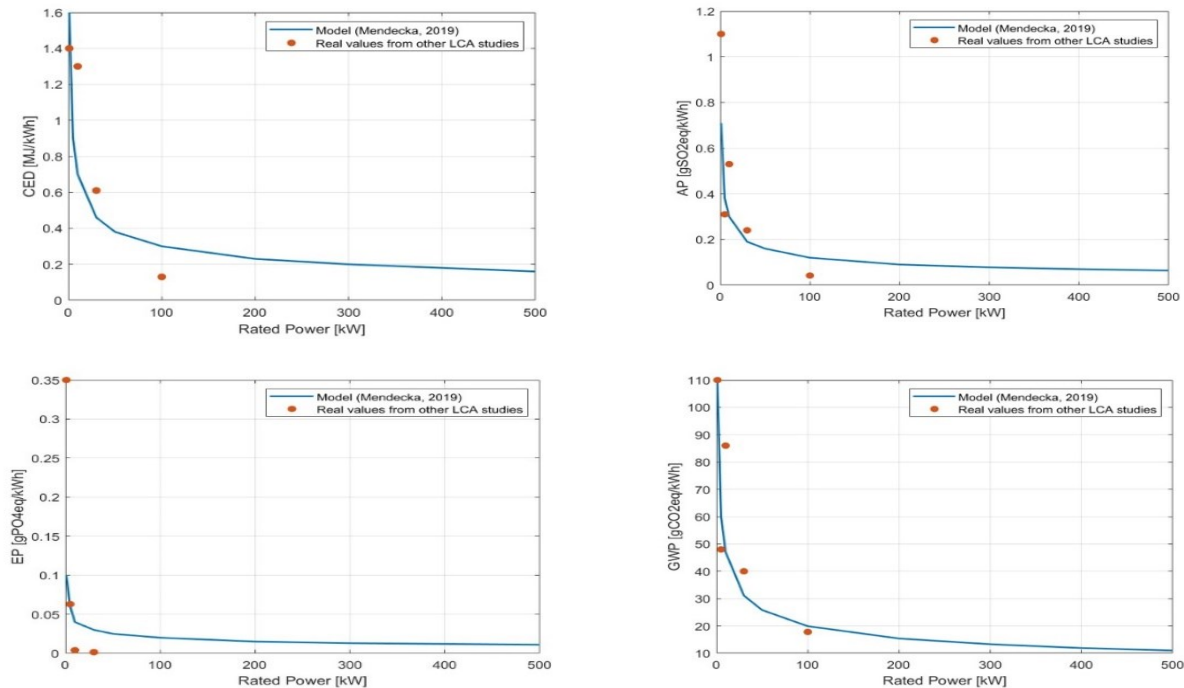


Figura 4-6. Indicatori del ciclo di vita in funzione della potenza nominale (elaborazione Matlab)

4.4.2 EMISSIONI ACUSTICHE

L'Unione europea non impone limiti comuni per gli stati membri ma stabilisce, tramite la Direttiva 2002/49/CE, un approccio volto ad evitare, prevenire e ridurre gli effetti nocivi del rumore ambientale e stabilisce degli indicatori comuni come Lden (livello giorno-sera-notte) e Lnight (livello notturno) (Direttiva 2002/49/CE, 2002).

In Italia il DPCM 14 Novembre 1997 in attuazione alla legge del 26 Ottobre del 1995 n°447 "Legge quadro sull'inquinamento acustico", stabilisce i valori limite di emissione del livello sonoro equivalente continuo (Leq, equivalent continuous sound level) in dB(A) suddividendo il territorio in sei classi per due tempi di riferimento come riportato nella Figura 4-7, estratta dal decreto (Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore, 1997). L'adeguamento ai nuovi indicatori e standard inizia a prendere forma nel Decreto Legislativo 42/2017 che però non introduce ancora nuovi limiti di emissione (Decreto Legislativo 42/2017, 2017). Tabella 4-8 fornisce i dati relativi alle emissioni acustiche per le diverse dimensioni delle turbine.

classi di destinazione d'uso del territorio		tempi di riferimento	
		diurno (06.00-22.00)	notturno (22.00-06.00)
I	aree particolarmente protette	45	35
II	aree prevalentemente residenziali	50	40
III	aree di tipo misto	55	45
IV	aree di intensa attività umana	60	50
V	aree prevalentemente industriali	65	55
VI	aree esclusivamente industriali	65	65

Figura 4-7. Valori limite di emissione L_{eq} in dB(A)

Tabella 4-8. Livelli di emissione acustica per ogni turbina

Modello	Emissioni Acustiche [dBA]	Condizioni di Misurazione
1 kW	<50	Non specificato
5 kW	41,8	15 m dalla turbina con velocità del vento di 10 m/s
10 kW	27	10 m dalla turbina con velocità del vento di 13 m/s
30 kW	>35 dB 55	- Velocità del vento di 7 m/s
50 kW	58,5	Velocità del vento di 7 m/s
100 kW	50	50 m dalla turbina
200 kW	50	100 m dalla turbina
300 kW	58	25 m dalla turbina
400 kW	58	79 m dalla turbina
500 kW	58	79 m dalla turbina

4.4.3 GESTIONE DELL'EOL E DELLA CIRCOLARITÀ

Una turbina eolica ha una vita utile tra i 20 - 25 anni. Essa può essere estesa a volte fino a 30 - 35 anni e può subire un repowering per aumentarne l'efficienza di generazione energetica (WindEurope, 2020). Alcune volte però la vita utile è inferiore alle aspettative a causa di impatti sulle pale o a sollecitazioni strutturali dovute a condizioni meteo avverse. Le componenti di una turbina eolica sono in buona parte riciclabili, con un tasso di riciclabilità intorno al 85 - 90%. L'acciaio della torre può essere processato come materia prima per la fabbricazione dell'acciaio, mentre il calcestruzzo dalle fondamenta viene utilizzato per materiali da costruzione, per la costruzione di strade o può essere riciclato per costruire nuove turbine eoliche, incoraggiando la circolarità del calcestruzzo all'interno dello stesso settore. In alcuni casi le fondamenta non possono essere rimosse a causa di preoccupazioni sul possibile impatto ambientale.

Mentre per quanto riguarda le pale, esse rappresentano la parte più complessa da riciclare, a causa dei materiali coinvolti nella loro composizione. Il materiale principale di cui sono composte le pale delle turbine eoliche è un composto polimerico rinforzato con fibre di vetro (Glass Fiber Reinforced Polymer) con 60 - 70% di fibre di rinforzo e 30 - 40% di matrice polimerica in peso (WindEurope, 2020). Secondo la gerarchia della gestione dei rifiuti definita nella UE Direttiva 2008/98/CE, per le pale delle turbine eoliche è possibile considerare le seguenti opzioni in ordine di preferenza, dalla migliore all'ultima opzione possibile (Directive 2008/98/EC, 2008; Spini & Bettini, 2024; WindEurope, 2020): 1) Prevenzione; 2) Riuso

e riconversione; 3) Riciclaggio; 4) Recupero (es: di materiale o di energia); 5) Smaltimento. Le cinque opzioni sono discusse in modo approfondito di seguito.

4.4.3.1 *Prevenzione*

Per prevenire la produzione di rifiuti, è possibile progettare le pale in modo tale da diminuire il tasso di guasti per prolungarne la vita utile e ridurre la quantità di materiale da riciclare (WindEurope, 2020).

4.4.3.2 *Riuso e Riconversione*

Dopo una corretta valutazione ed eventuale riparazione delle pale sostituite, i Paesi più avanzati dal punto di vista delle tecnologie eoliche spesso vendono le pale ricondizionate ai paesi meno sviluppati in cui le potenze e le efficienze in gioco sono più basse. E' anche possibile cambiare totalmente lo scopo di utilizzo di tali componenti come, ad esempio, considerare l'uso delle pale dismesse per costruire ponti pedonali, fermate degli autobus e parcheggi per biciclette come avviene già ad esempio in Danimarca (Spini & Bettini, 2024).

4.4.3.3 *Riciclaggio*

I livelli di maturità tecnologica (TRL, *technology readiness level*) misurano lo stato di sviluppo di una tecnologia e vanno da 1 a 9, dove 1 indica la fase iniziale di ricerca e 9 la piena funzionalità (European Space Agency, 2020). Per le pale, è possibile utilizzare metodi di riciclaggio meccanici (Mechanical grinding TRL 9), termici (Pyrolysis TRL 9, Fluidised bed TRL 5/6), termochimici (Solvolytic TRL 5/6) ed elettromeccanici (High voltage pulse fragmentation TRL 6) (WindEurope, 2020).

4.4.3.4 *Recupero*

Il metodo più utilizzato al giorno d'oggi per il riciclo dei rifiuti composti è quello del cement co-processing (TRL 9). La matrice polimerica viene bruciata come fuel nel processo di produzione del cemento, mentre le fibre di vetro contengono tre degli ossidi principali che costituiscono il clinker (ossido di calcio, silice, ossido di alluminio) (Spini & Bettini, 2024). Con una tonnellata di materiale di scarto da pale di turbine si possono sostituire nel cement co-processing circa 490 kg di Carbone, 110kg di Limestone (CaO), 290 kg di Silice, 70 kg di Al_2O_3 e 9 kg di Fe_2O_3 (Schindler et al., 2024). Si ha inoltre una riduzione fino al 16% della carbon foot print di produzione del cemento. Lo svantaggio è sicuramente quello della perdita della forma fisica delle fibre di vetro (WindEurope, 2020).

4.4.3.5 *Smaltimento*

Lo smaltimento in discarica o l'incenerimento senza recupero di energia è ancora oggi una soluzione utilizzata ma rappresenta il metodo meno sostenibile nella scala gerarchica della gestione dei rifiuti. Alcuni paesi come la Germania hanno bandito l'utilizzo di discariche per la gestione di questi rifiuti e altri impongono delle tasse per renderle non economicamente sostenibili (Spini & Bettini, 2024).

5 IDROELETTRICO

5.1 POTENZIALE DI INTEGRAZIONE IN UNA COMUNITÀ ENERGETICA RINNOVABILE

L'energia idroelettrica è una forma di energia rinnovabile che sfrutta il movimento dell'acqua per produrre elettricità. Poiché i corpi idrici, come laghi, fiumi e bacini artificiali, possono avere origine naturale o antropica e vengono costantemente alimentati dal ciclo dell'acqua, essi rappresentano una risorsa utilizzabile per la produzione di energia.

L'energia idroelettrica può essere implementata in combinazione con altre forme di energie rinnovabili, come ad esempio quella solare. In (Merida García et al., 2021) una pompa-turbina (PAT, pump-as-turbine, PAT) è stata abbinata ad un impianto fotovoltaico, denominato sistema PAT-PV, che includeva una batteria, per fornire energia a un sistema di irrigazione off-grid. Il sistema ibrido ha sostituito un generatore diesel ed è stato in grado di fornire energia al sistema di fertirrigazione, al compressore, alle valvole elettriche e alla stazione di filtrazione. Dopo un anno di funzionamento, il sistema PAT-PV ha utilizzato solo il 41% dell'energia generata, mentre la PAT non funzionava a pieno potenziale. Questo caso studio dimostra la possibilità di combinare diverse fonti di energia per soddisfare la domanda energetica, con o senza connessione alla rete. I sistemi misti di energia rinnovabile possono colmare le lacune tra le fonti di energia in caso di fluttuazioni. Ad esempio, le centrali idroelettriche (HPP, hydropower plant) possono supportare la rete durante i periodi di forti piogge o di notte, quando il sole non è disponibile per il sistema fotovoltaico, oppure durante i mesi estivi, quando i bacini idrici sono più secchi, mentre il solare può sfruttare i livelli di irraggiamento solare più elevati (Paraschiv & Paraschiv, 2023) (Ball et al., 2020). L'energia idroelettrica può essere integrata anche in sistemi già esistenti, come quelli di trattamento delle acque reflue. È possibile installare turbine lungo il percorso delle acque reflue, dell'acqua potabile, dei canali di irrigazione, di drenaggio e di raffreddamento, producendo così energia elettrica (Ball et al., 2020). Lo sfruttamento di queste reti idriche, piccole ma numerose, per la produzione di energia elettrica rende questa tecnologia interessante per l'integrazione nelle CER e per un contributo costante.

La compatibilità di un impianto idroelettrico in una CER dipende in gran parte dalle dimensioni dell'impianto, dalla sua ubicazione rispetto alla base clienti e dalla sua integrazione nella rete elettrica. A causa delle normative sulla produzione nelle CER, come il mantenimento di una tensione da bassa a media in Austria e una potenza massima di 1 MW in Italia, per le applicazioni in CER vengono spesso selezionate piccole centrali idroelettriche (SHP, small hydropower plant) a flusso libero (i progetti sono descritti nella Sezione 5.2). Vengono utilizzati anche progetti con diga e bacino di accumulo, mentre i sistemi di pompaggio per accumulo sono meno comuni a causa delle loro dimensioni. Nel valutare l'energia idroelettrica all'interno di una CER, le decisioni non vengono prese esclusivamente in base alla produzione elettrica, ma tenendo conto dell'interazione tra l'ambiente costruito, l'ambiente naturale e i vincoli gestionali per creare una dinamica di sistema stabile e affidabile.

Una CER può trarre vantaggio dall'integrazione dell'energia idroelettrica perché, in presenza di domanda, l'elettricità può essere generata rapidamente, mentre in assenza di domanda l'acqua rimane nel bacino o semplicemente prosegue il suo corso naturale. Nei sistemi ad acqua fluente, la produzione è considerata relativamente affidabile per un periodo di tempo stimato, grazie alla conoscenza dei modelli di deflusso idrico. Inoltre, l'energia idroelettrica può compensare gli errori nelle previsioni della domanda e supporta le reti decentralizzate di piccole dimensioni, risultando particolarmente utile per prevenire blackout su vasta scala. Infine, l'utilizzo dell'energia idroelettrica situata vicino ai clienti evita grandi perdite di energia dovute al trasporto dell'elettricità sulle linee a bassa e media tensione, consentendo un risparmio economico e una riduzione dell'impatto ambientale (Ball et al., 2020). Esistono vari strumenti che guidano la pianificazione idroelettrica, come HydroHelp (Gordon, 2006), strumenti che guidano la pianificazione delle CER, come il Renewable Optimization Simulation Environment (ROSE) (Maps Energy S.r.l., 2026), e strumenti di recente sviluppo, come quello descritto in (Leva et al., 2025) che

assiste nel dimensionamento e nell'ottimizzazione di sistemi idroelettrici su piccola scala, utilizzando come base i dati regionali del Nord Italia, per integrare l'energia idroelettrica nelle CER.

5.2 INFORMAZIONI TECNICHE

La tecnologia idroelettrica converte l'energia potenziale (gravitazionale) dell'acqua in energia cinetica e, successivamente, in energia elettrica. L'energia potenziale deriva dalla differenza di quota tra il punto di ingresso e l'altezza finale del sistema costituito da turbina e generatore, detta prevalenza idraulica. L'acqua passa attraverso la turbina, che trasforma l'energia cinetica in energia meccanica. La turbina è collegata al generatore tramite un albero di trasmissione. All'interno del generatore si distinguono due componenti principali: il rotore, costituito da elementi elettromagnetici in movimento, e lo statore, formato da avvolgimenti di rame fissi. La rotazione del rotore rispetto allo statore genera un campo elettromagnetico variabile, inducendo così una corrente elettrica. Questa elettricità viene quindi convogliata verso un trasformatore e immessa nella rete (Corà et al., 2020; U.S. Energy Information Administration, 2023). Il canale di scarico convoglia il flusso d'acqua in uscita dalla turbina, permettendone il ricongiungimento al corso d'acqua principale. La durata di vita di un impianto idroelettrico può variare da 50 a 85 anni, con alcuni componenti interni che possono avere una durata di vita più breve (Ball et al., 2020).

5.2.1 TIPI DI IMPIANTI

Esistono due tipi principali di impianti idroelettrici: Impianti a bacino o con bacino di accumulo ("Dam with Reservoir" in inglese) e Impianti ad acqua fluente o a derivazione ("Run-of-River system" in inglese).

Il sistema con bacino di accumulo è costituito da una diga di presa, una presa, una condotta forzata, una centrale elettrica e uno scarico. Come si vede nella Figura 5-1, l'acqua viene immagazzinata in un bacino. Quando serve elettricità, le paratoie di ingresso si aprono e l'acqua scende per gravità attraverso le condotte, chiamate condotte forzate, che possono sopportare un'alta pressione. Lungo la condotta forzata c'è un serbatoio di compensazione o un pozzo piezometrico per permettere lo scarico della pressione in caso di picchi idrici. L'acqua arriva quindi alla centrale elettrica, dove si trovano la turbina e il generatore. Davanti alla turbina può essere presente una griglia di protezione per impedire che oggetti di grandi dimensioni, come rami e pietre, entrino nelle pale. L'acqua passa attraverso la turbina, che aziona il generatore e produce elettricità che viene inviata alla rete o ad altri collegamenti elettrici, mentre l'acqua viene rilasciata in un bacino o continua a scorrere (Corà et al., 2020).

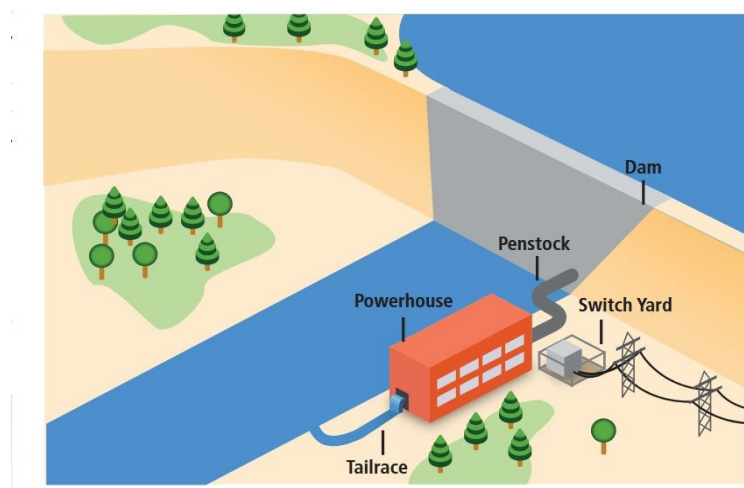


Figura 5-1. Schema di un impianto a bacino di accumulo (Kumar et al., 2011a)

Il sistema idroelettrico di pompaggio ("Pumped storage" in inglese) è un tipo di diga con bacino di accumulo ed è illustrato nella Figura 5-2. L'acqua viene inizialmente rilasciata dal bacino superiore e scende attraverso le condotte forzate. Dopo aver attraversato la turbina, l'acqua viene convogliata in un

bacino inferiore, che funge da sistema di accumulo di energia. Quando la domanda di energia è bassa, l'acqua viene pompata verso l'alto, percorrendo lo stesso tragitto della discesa, e raggiunge il bacino iniziale. Il bacino superiore viene così riempito. Quando c'è domanda di energia elettrica, l'acqua segue il normale processo della diga con bacino di accumulo (Kumar et al., 2011b). Il sistema può includere una pompa e una turbina, oppure un componente combinato, come una turbina a velocità fissa che svolge entrambi i ruoli (Corà et al., 2020).

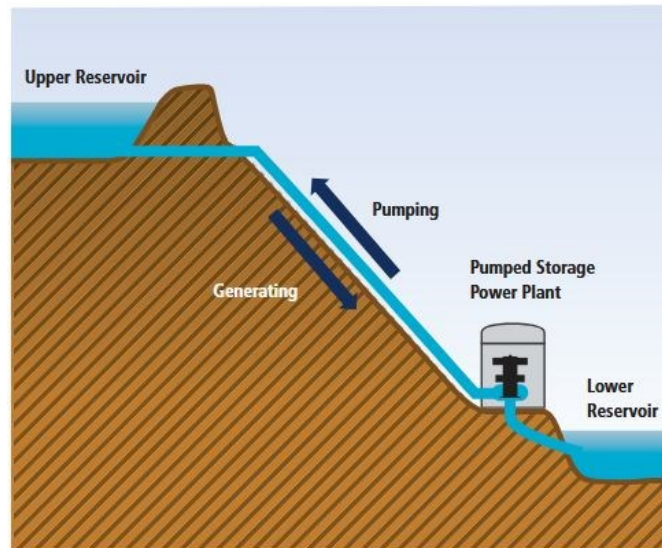


Figura 5-2. Schema di un impianto a pompaggio (Kumar et al., 2011a)

Il sistema ad acqua fluente si basa sulla deviazione del corso naturale dell'acqua. L'acqua viene deviata dal normale corso del fiume tramite dighe, sbarramenti o paratoie e scorre attraverso canali o condotte forzate fino a raggiungere un sistema composto da turbina e generatore. Dopo la deviazione, può esserci una piccola area di accumulo con tempi di permanenza dell'acqua brevi, da un paio d'ore a un giorno (Kumar et al., 2011b) (Tsuanyo et al., 2023). Altri progetti prevedono che l'acqua passi direttamente dal punto di deviazione alla turbina. Dopo aver attraversato la turbina e il generatore, l'acqua si ricongiunge al flusso originale. La Figura 5-3 mostra il sistema e la Figura 5-4 illustra le varie strategie di deviazione utilizzate.

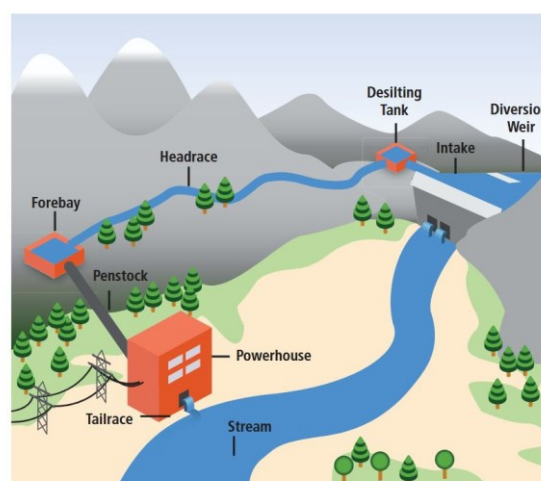


Figura 5-3. Schema di un impianto ad acqua fluente (Kumar et al., 2011a)

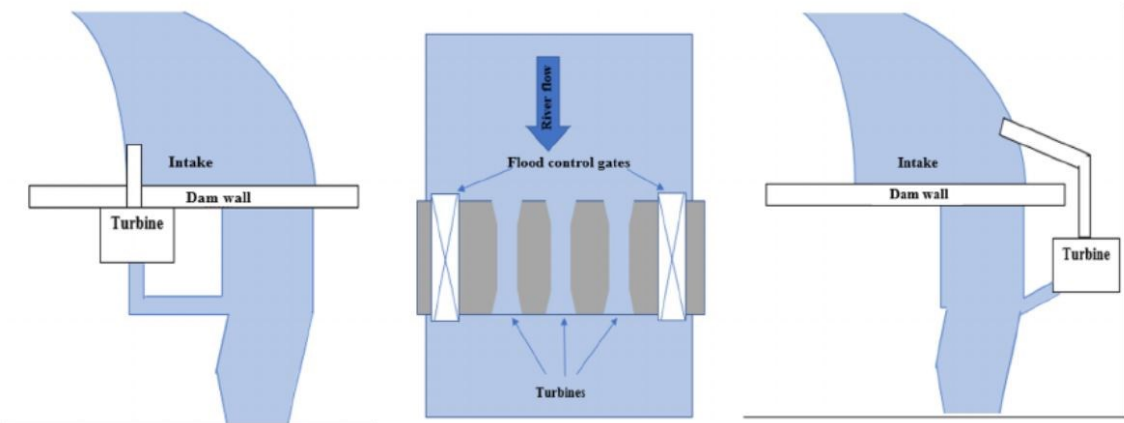


Figura 5-4. Diverse tipologie di sistemi ad acqua fluente (Tsuanyo et al., 2023)

Il sistema a diga con bacino di accumulo è più prevedibile rispetto a quello ad acqua fluente, poiché dispone di un ampio bacino di accumulo. Il sistema ad acqua fluente è più sensibile alle variazioni stagionali e viene quindi generalmente utilizzato in impianti di dimensioni più ridotte per fornire energia di base; tuttavia, grazie alle previsioni idrologiche, è comunque in grado di rifornire il mercato energetico.

L'energia idroelettrica può essere classificata in diverse categorie in base alle dimensioni, e le definizioni variano da paese a paese. Le categorie generali di dimensioni dell'energia idroelettrica sono: pico <5 kW, micro 5 - 100 kW, piccola 100 kW < 1 - 10 MW e grande >1-30 MW (British Hydropower Association, 2026) (Corà et al., 2020).

5.2.2 PARAMETRI E TURBINE

L'energia potenziale del sistema (PE) in J viene calcolata utilizzando l'equazione 3. Le variabili sono la massa d'acqua (m) in kg, l'accelerazione di gravità (g) in m/s² e il salto lordo (H_{gross}), ovvero la distanza tra il punto di partenza dell'acqua e la turbina, espressa in metri.

$$PE = m * g * H_{gross} \quad (3)$$

La potenza (P) erogata da un impianto idroelettrico, espressa in J/s o W, viene calcolata utilizzando l'equazione 4. Le variabili non menzionate includono: la densità dell'acqua (ρ) in kg/m³, la portata volumetrica (Q) in m³/s, l'altezza netta (H_{net}) in m e il rendimento della turbina (η). H_{net} viene calcolata nell'Equazione 5, che include le seguenti variabili: H_{gross} e H_f, che rappresentano la perdita di carico dovuta all'attrito.

$$P = \rho * g * Q * H_{net} * \eta \quad (4)$$

$$H_{net} = H_{gross} - H_f \quad (5)$$

Il sistema è soggetto a varie perdite di energia dovute a fattori di rendimento idraulico, meccanico ed elettrico della struttura e delle apparecchiature. Le perdite idrauliche possono verificarsi quando l'acqua si trova nelle tubazioni o transita attraverso la turbina, a causa di perdite, attrito e variazioni di velocità; le perdite meccaniche possono verificarsi all'interno della turbina e del generatore, poiché parte dell'acqua fuoriesce dalle pale della turbina e, a causa dell'attrito, l'energia viene dispersa sotto forma di calore; infine, le perdite elettriche possono verificarsi nel generatore e nei trasformatori (Muljadi et al., 2021).

L'energia prodotta da una micro-centrale idroelettrica verrebbe immessa nella rete a bassa o media tensione, mentre quella proveniente da una piccola centrale idroelettrica richiederebbe una rete ad alta tensione (Muljadi et al., 2021). Le micro-centrali idroelettriche gestiscono generalmente salti d'acqua ridotti, compresi tra 15 e 30 m o inferiori, che possono essere ulteriormente suddivisi in salti piccoli (<5

m) e molto piccoli (<2,5 m). Le grandi centrali idroelettriche sono solitamente associate a salti d'acqua di 50-70 m o più (Ball et al., 2020).

Esistono numerose opzioni di turbine, che si possono classificare in tre gruppi: a reazione, a impulso e a gravità; la scelta per un determinato progetto deve basarsi sulla portata e sul salto idraulico, tenendo conto anche di fattori secondari quali il costo e l'efficienza desiderata. Le turbine a reazione sono generalmente utilizzate in sistemi con portata elevata e prevalenza idraulica bassa. Esempi di modelli sono la turbina a elica, che comprende le turbine Bulb, Staflo, Tube e Kaplan, nonché le turbine Francis e Kinetic. Le turbine a impulso sono generalmente adatte a sistemi con portata bassa ma prevalenza idraulica elevata. I modelli più comuni sono la Pelton, la Turgo e la Cross-Flow. Le turbine a gravità sono utilizzate per cariche idrauliche basse e funzionano molto lentamente (U.S. Department of Energy, s.d.-c). Ne sono esempi la ruota idraulica e la vite di Archimede. (Corà et al., 2020) offre una descrizione approfondita dei modelli di turbine presentati.

5.3 DATI ECONOMICI

Come per altre tecnologie rinnovabili, i termini CAPEX e OPEX sono spesso utilizzati come indicatori economici dell'energia idroelettrica. Le stime del CAPEX includono generalmente i) la preparazione del sito, quali valutazioni del sito, ottenimento delle autorizzazioni, valutazioni dei rischi e sgombero del terreno, e ii) la produzione e la costruzione dei componenti per il trasporto dell'acqua, la struttura della centrale, il sistema elettromeccanico e l'allacciamento alla rete. L'OPEX comprende i costi fissi medi annuali per il funzionamento e la manutenzione della centrale idroelettrica. Un metodo per calcolare l'OPEX è il 2,5% del CAPEX (National Laboratory of the Rockies, 2024). Per quanto riguarda le autorizzazioni relative al sito, per le microcentrali idroelettriche possono essere necessari circa 2-6 mesi, mentre per gli impianti di medie e grandi dimensioni possono essere necessari 9-18 mesi (Fichtner Management Consulting AG, 2021). All'interno dell'OPEX si distinguono: i) l'OPEX fisso (FPOEX), in cui i costi sono annuali e programmati, e ii) l'OPEX variabile, in cui i costi sono imprevisti. La Tabella 5-1 riporta i valori di CAPEX e OPEX tratti dalla letteratura.

Le centrali idroelettriche presentano un CAPEX elevato a causa dei notevoli costi infrastrutturali, come si evince dalla ripartizione media del CAPEX: sviluppo del progetto (9,2%), opere civili (54,3%), attrezzature elettriche e meccaniche (30,3%), altro (1,3%) e imprevisti nella fase di fattibilità e altro (10,4%). Le centrali idroelettriche con dighe hanno solitamente un CAPEX più elevato. I costi di una centrale idroelettrica dipendono dalla specificità del luogo in termini di idrologia, geografia, dimensioni e politiche locali. Il finanziamento delle centrali idroelettriche può risultare difficile a causa dell'imprevedibilità idrologica di alcune località e della lunga durata di vita (Fichtner Management Consulting AG, 2021). Il progetto finanziato dall'Unione Europea "Hydropower Extending Power System Flexibility" (XFLEX HYDRO) ha fornito una metodologia per la valutazione dei parametri economici dell'energia idroelettrica, nonché delle tecnologie di riduzione dei costi testate in aree pilota (Boucher et al., 2020).

Tabella 5-1.Valori CAPEX e OPEX delle HPP

Citazione e Note	Dettagli HPP e Anno	Dimensione HPP (MW)	CAPEX (\$/kW)	OPEX (\$/kW-anno)
(National Laboratory of the Rockies, 2024) - Utilizzando i valori economici del 2022, utilizzando FMOEX, utilizzando un periodo di ammortamento di 30 anni e fornendo l'opzione di stima prudentiale	Impianto a bacino di accumulo, NPD, 2025	~10	3.241 (stima bassa)	92
		~6	6.488 (stima media)	113
		~2	14.240 (stima molto alta)	188
	Impianto ad acqua fluente, NPD, 2025	~86	5.220 (stima bassa)	34
		~67	7.859 (stima media)	39
		~2	21.498 (stima molto alta)	204
	NSD, <30 ft head, 2025	~4	9.165	155
		~44	8.182	50
	NSD, >30 ft head, 2025	~4	8.013	145
		~94	7.214	35
	Valori raccolti dalla letteratura, 2025	-	1.215 – 7.125	-
(International Renewable Energy Agency (IRENA) & IEA Energy Technology Systems Analysis Programme (IEA-ETSAP), 2015) Utilizzando i valori del 2010\$	-	<1	3.400 – 10.000	1%-4% dei costi annuali di investimento
		1 < x < 10	1.000 – 4.000	
		>10	1.050 – 7.650	
(Bor & Üçtuğ, 2022) - Utilizzando i valori economici del 2010	Impianto ad acqua fluente, 50 anni	4	2.548	37,0
(A. Raimondi et al., 2021)	-	0,1 – 0,5	4.000 – 7.000 €/kW	125 €/kW per ,1 MW
				115 €/kW per 0,250 - 0,5 MW
		1	3.000 – 6.000 €/kW	-

NPD = Powering of non-powered dams, ovvero l'integrazione di sistemi di produzione idroelettrica in dighe esistenti che non sono attualmente dotate di impianti per la generazione di energia idroelettrica (Hadjerious et al., 2013).

NSD = New stream-reach development, ovvero lo sviluppo di nuovi impianti idroelettrici lungo tratti di corsi d'acqua non ancora sfruttati per la produzione di energia idroelettrica (Hadjerious et al., 2013).

5.4 ASPETTI SOCIALI E AMBIENTALI

L'energia idroelettrica presenta diversi aspetti positivi e negativi. Tra i vantaggi vi è il fatto che i bacini artificiali fungono da serbatoi d'acqua e possono fornire acqua in caso di siccità. In caso di forti piogge, il bacino può fungere da sistema di controllo delle piene. Inoltre, i bacini artificiali possono costituire una fonte d'acqua per l'irrigazione, il turismo e la pesca.

La creazione di bacini idrici e dighe può avere un impatto sulla società umana, poiché le popolazioni potrebbero dover essere trasferite per fare spazio alle infrastrutture. Se la diga si rompe, l'area circostante è in pericolo poiché il flusso d'acqua non regolato può inondare le comunità vicine, sradicare

la vegetazione e, in ultima analisi, causare danni e morte. Durante il funzionamento possono verificarsi rumore e vibrazioni aggiuntivi, ad esempio in caso di sovraccarico delle turbine (Muljadi et al., 2021).

Lo stoccaggio dell'acqua, in particolare nei sistemi con dighe e bacini artificiali, può avere diverse ripercussioni negative sull'ecosistema. All'interno dei bacini può formarsi metano a causa della decomposizione della materia organica, fenomeno che può verificarsi anche nei bacini non destinati alla produzione di energia idroelettrica. Nelle acque stagnanti può verificarsi la stratificazione termica. Quando l'acqua fredda sul fondo del bacino viene rilasciata e reimmessa nell'ecosistema, la temperatura dell'acqua può causare uno shock per la fauna acquatica. Inoltre, il flusso dei sedimenti, lo scambio di gas tra acqua e aria e il controllo dell'erosione fluviale subiscono alterazioni (Kumar et al., 2011b).

Le specie acquatiche, i mammiferi e gli uccelli possono subire disturbi a causa dei cambiamenti nei ritmi giornalieri e stagionali delle inondazioni e dei livelli dell'acqua, poiché i nidi o altri habitat potrebbero essere spazzati via. Un esempio è rappresentato dall'idropeaking, ovvero l'aumento della produzione per soddisfare la domanda di energia elettrica, che può risultare improvviso per l'ecosistema (Smokorowski, 2022). Inoltre, gli animali acquatici, come i pesci e le anguille (generalmente definiti pesci), possono rimanere intrappolati nella corrente e essere trascinati nella turbina. Il contatto con la turbina e i cambiamenti improvvisi di pressione possono causare lesioni o la morte. Esistono vari progetti che mirano a migliorare la compatibilità tra l'energia idroelettrica e le popolazioni ittiche, come il progetto FIThydro finanziato dall'UE, attivo tra il 2016 e il 2021. Questo progetto ha valutato i modelli di migrazione dei pesci, ha creato valutazioni dei rischi e strumenti decisionali come l'Indice di Rischio per la Popolazione Ittica, e ha testato varie strategie di deviazione dei pesci. Alcune opzioni per limitare il pericolo per i pesci includono la creazione di ponti per i pesci (chiamati anche passaggi o scale per i pesci), in cui viene designato un flusso d'acqua separato per consentire ai pesci di bypassare il sistema turbina-generatore. Altre opzioni includono la scelta di turbine a basso impatto sui pesci, come le turbine Kaplan o a vite di Archimede, griglie verticali e orizzontali per impedire l'ingresso, la stimolazione elettrica per reindirizzare il movimento e il controllo della pressione durante il passaggio attraverso la turbina (FIThydrowiki contributors, 2023) (Dewitte, 2018).

Le LCA sono state applicate agli impianti idroelettrici. I risultati variano notevolmente a seconda della progettazione dell'impianto, della sua ubicazione e dell'inclusione delle emissioni prodotte dal bacino idrico. L'unità funzionale è spesso 1 kWh di energia elettrica prodotta dall'impianto. Le principali fasi del ciclo di vita prese in considerazione sono la produzione, che comprende la fabbricazione dei vari componenti, il trasporto dei componenti al sito, la costruzione dell'impianto idroelettrico e le emissioni dirette del bacino idrico, l'esercizio, la fine del ciclo di vita e la trasmissione dell'energia elettrica. In alternativa, nelle LCA delle HPP, la costruzione è una fase del ciclo di vita che comprende la produzione, il trasporto e la costruzione. Il trasporto può svolgere un ruolo importante quando una centrale idroelettrica è installata in luoghi remoti, quindi la distanza tra il luogo di produzione e quello di installazione potrebbe essere notevole (United Nations Economic Commission for Europe, 2021). Poiché molte centrali idroelettriche non sono ancora state dismesse, la fase di fine vita spesso non è inclusa nella LCA (Simon et al., 2023), sebbene talvolta sia inclusa la gestione dei rifiuti durante la costruzione. La letteratura relativa alla gestione dei rifiuti applica comunemente la LCA considerando le fasi di produzione ed esercizio, spesso su un orizzonte temporale compreso tra 80 e 100 anni e di conseguenza, i risultati vengono distribuiti su un periodo molto esteso.

Nella fase di produzione, la fabbricazione del calcestruzzo rappresenta spesso il principale fattore che contribuisce al CCP. Gli impianti idroelettrici presentano valori di CCP costantemente inferiori rispetto al mix della rete elettrica dell'area oggetto dello studio in questione. Ad esempio, nello studio di (Bor & Üçtuğ, 2022), incentrato su una SHP ad acqua fluente in Turchia, il CCP è pari a 30,6 kg CO₂eq/MWh rispetto al CCP medio della rete elettrica di 520,2 kg CO₂eq/MWh, in cui il mix della rete nel 2020 era costituito per l'83,3% da combustibili solidi, gas e petrolio (Republic of Turkey Ministry of Energy and Natural Resources, 2022).

In (Kjeld et al., 2025a), la produzione e la costruzione hanno rappresentato il principale fattore di emissione per tre delle quattro HHP esaminate durante la valutazione del ciclo di vita, dalla fase di costruzione a quella di esercizio, principalmente a causa dell'energia necessaria per la produzione del calcestruzzo e per il funzionamento della centrale stessa. Per la restante HPP studiata, le emissioni del bacino idrico sono state il fattore predominante, con una quota pari a circa il 95%, a dimostrazione della variabilità dei risultati dell'LCA. La presenza di materia organica può essere influenzata da vari fattori, quali il tipo di suolo, la temperatura dell'acqua, il tipo di terreno precedente e la presenza di inquinamento (ad es. acque reflue) (Kjeld et al., 2025b, 2025a; Kumar et al., 2011b). Nella letteratura sono carenti le LCA relative all'energia idroelettrica, in particolare quelle incentrate sui SHP. Il progetto ReHydroare, finanziato dall'Unione Europea, sta attualmente conducendo un'analisi del LCA relativa alla ristrutturazione degli HHP. La Tabella 5-2 fornisce una breve raccolta dei valori CCP tratti dalla letteratura. (Gemechu & Kumar, 2022) e (Luangphon et al., 2025) offrono ulteriori sintesi dei valori CCP tratti dalla letteratura.

Tabella 5-2. Valori CCP ricavati dalla letteratura di vari HPP

Citazione	Tipo di Impianto	Dimensione Impianto	Confine di Sistema	Durata Operativa (anni)	CCP Valore (g CO _{2eq} /kWh)
(Bor & Üçtuğ, 2022)	Impianto ad acqua fluente	4 MW	Produzione – Costruzione	49	30,6
(Tang et al., 2024)	Impianto a bacino di accumulo	1,3 MW	Preparazione – Smantellamento – Produzione – Costruzione	30	417,6 280,1
(Geller & Meneses, 2016)	Impianto a bacino di accumulo	30,3	-	100	5,5
(United Nations Economic Commission for Europe, 2021)	Impianto a bacino di accumulo	360 MW	Costruzione – Smantellamento	80	10,7
(Kjeld et al., 2025a)	Impianto a bacino di accumulo	95 – 690 MW	Produzione – Esercizio Produzione – Costruzione	100	0,5 – 21,1 0,4 – 1,1
(Merida García et al., 2021)	Pump-As-Turbine	4 kW	Produzione – Esercizio della sola turbina	20	111,8
(Simon et al., 2023)	Idroelettrico di pompaggio	835 MW	Costruzione – Smantellamento	80	86

6 BATTERIE AGLI IONI DI LITIO

6.1 POTENZIALE DI INTEGRAZIONE IN UNA COMUNITÀ ENERGETICA RINNOVABILE

4.1.1 DESCRIZIONE

Con l'introduzione di risorse energetiche distribuite e rinnovabili, i sistemi EES svolgono un ruolo chiave nel fornire flessibilità, controllare l'intermittenza della generazione e garantire una fornitura continua di energia al consumatore e alla rete. Come descritto in precedenza, un sistema EES è definito come il processo mediante il quale l'energia elettrica proveniente da una fonte viene convertita, tramite un modulo di conversione, in un'altra forma o mezzo di accumulo, che può essere chimico, meccanico, termico o magnetico, e quindi riconvertita in energia elettrica. Questo processo si verifica quando vi è un surplus di energia, ad esempio durante le ore di picco della produzione solare. L'energia convertita viene immagazzinata per un periodo limitato e poi riconvertita in elettricità quando necessario (Medina et al., 2014). L'utilizzo dei sistemi EES si verifica spesso quando la produzione di energia è insufficiente rispetto alla domanda.

Un accumulo chimico che immagazzina energia elettrica in batterie ricaricabili si definisce sistema di accumulo di energia a batteria (BESS, battery energy storage system). BESSs offer a number of strengths that make them popular solutions in the energy storage landscape, such as near-instantaneous response, on the order of a few milliseconds; low initial investment costs; modularity, which allows for easy capacity adjustment based on needs; and high scalability and portability, which facilitate integration into various applications (Medina et al., 2014).

I BESS sono un elemento importante per un sistema di accumulo di un CER. Possono fornire elettricità quando la produzione di energia è insufficiente, ad esempio di notte in assenza di produzione solare o durante periodi di bassa produzione eolica. Un BESS riduce lo spreco di energia, poiché l'energia in eccesso viene immagazzinata per un uso successivo e non scartata. Inoltre, questa tecnologia può contribuire alla "riduzione dei picchi di domanda", in cui durante i picchi di consumo il consumatore preleva energia dalla batteria per ridurre la pressione sulla rete ed evitare un aumento dei prezzi dell'elettricità. Infine, un BESS garantisce sicurezza in caso di guasto della rete. (Bielewski et al., 2022; Šimić et al., 2021a).

4.1.2 PRESENZA DI BATTERIE AGLI ION DI LITIO NEL MERCATO GLOBALE

Esistono diverse tipologie di batterie, ognuna con caratteristiche specifiche: piombo-acido e piombo-acido avanzate, nichel-cadmio, nichel-metallo idruro, ioni di litio, sodio-zolfo e sodio-cloruro di nichel. Questa diversità consente ai BESS di coprire un'ampia gamma di applicazioni, dalle piccole installazioni domestiche ai complessi sistemi connessi alla rete (Medina et al., 2014). Tra queste, le batterie agli ioni di litio sono attualmente le più diffuse e comprendono le seguenti tipologie chimiche: ossido di litio nichel manganese cobalto (NMC, lithium nickel manganese cobalt oxide), ossido di litio nichel cobalto alluminio (NCA, lithium nickel cobalt aluminum oxide), LFP, and ossido di litio cobalto (LCO, lithium cobalt oxide).

Come si evince dalla Figura 6-1, la presenza delle batterie agli ioni di litio è aumentata grazie al crescente utilizzo dei veicoli elettrici (EV, electric vehicle), che ha determinato un incremento di circa il 90% della capacità di batterie agli ioni di litio nel settore energetico globale tra il 2015 e il 2023. Nel 2023, la capacità ha superato i 2.400 GWh, il quadruplo del valore del 2020. Le batterie NMC sono rimaste la tecnologia leader per le batterie EV dal 2018 al 2023, ma la presenza delle batterie LFP è passata da circa il 10% al 40%. Pur avendo una densità energetica inferiore rispetto alle NMC, le batterie LFP sono in aumento perché non contengono nichel o cobalto, sono più stabili termicamente e quindi meno infiammabili delle NMC, e sono più economiche (IEA, 2024).

Le batterie agli ioni di litio sono cruciali anche all'interno della rete elettrica come sistemi di accumulo di energia stazionari. La quantità di batterie stazionarie ha superato i 190 GWh nel 2023, grazie all'implementazione su larga scala e successivamente a quella "dietro il contatore" (installate presso il consumatore). La presenza di batterie LFP è aumentata dal 65% all'85% rispettivamente tra il 2022 e il 2023 (IEA, 2024). Rispetto alle batterie agli ioni di litio nel settore mobile, le batterie stazionarie hanno una durata maggiore con cicli di carica/scarica meno profondi e quindi un maggior numero di cicli, con conseguente maggiore quantità complessiva di energia erogata durante la loro vita utile (Bielewski et al., 2022).

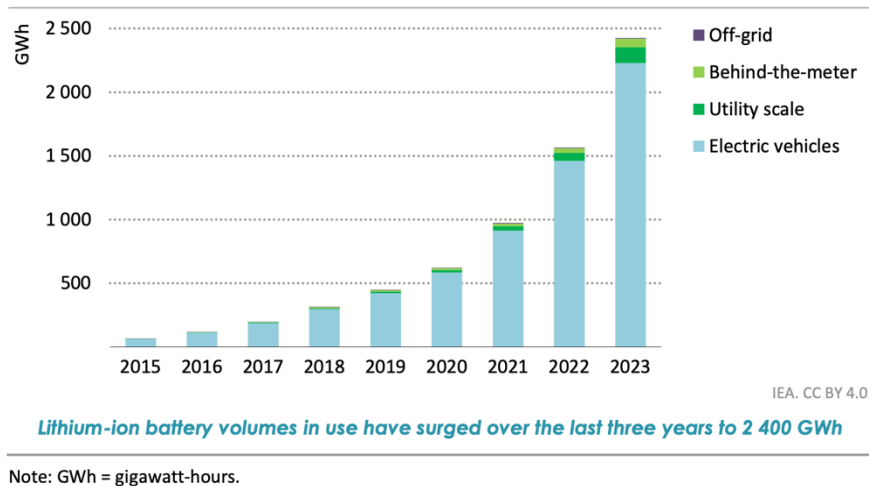


Figura 6-1. Volumi globali di batterie agli ioni di litio in uso per tipologia di applicazione nel settore energetico (IEA, 2024)

6.2 INFORMAZIONI TECNICHE

6.2.1 COMPOSIZIONI CHIMICHE

La sezione seguente sarà dedicata alle composizioni chimiche delle batterie agli ioni di litio, molte delle quali sono classificate come TLR 9, a dimostrazione di una tecnologia matura (Bielewski et al., 2022). Queste batterie sono classificate e denominate in base alla composizione del catodo.

Una batteria agli ioni di litio è composta da strati sottili costituiti da catodo, anodo, elettrolita, separatore e collettori di corrente. Il catodo (elettrodo positivo) è costituito da un ossido di litio metallico, solitamente cobalto, nichel o manganese, oppure da fosfato di litio. Alcune batterie utilizzano una combinazione di sostanze chimiche (come la batteria LCO NMC) per ottenere le qualità desiderate. L'anodo (elettrodo negativo) è comunemente realizzato in grafite, ma un'altra opzione è il titanato di litio. I due elettrodi sono immersi in un elettrolita che consente l'accumulo e il movimento degli ioni di litio. L'elettrolita è tipicamente composto da sali di litio, come l'esafuorofosfato di litio (LiPF_6) e una miscela di solventi organici. Il separatore consente il passaggio tra i due elettrodi, impedisce che questi ultimi si tocchino e, infine, impedisce agli elettroni di entrare nella batteria grazie alla sua mancanza di conduttività. Il separatore è normalmente realizzato in poliolefina, una miscela di polietilene o polipropilene, ed elettrolita. I collettori di corrente consentono il movimento degli elettroni. Al catodo è fissato il collettore di corrente positivo, realizzato in alluminio. All'anodo è fissato il collettore di corrente negativo, realizzato in rame (Cutaia et al., 2014) (Buchmann, 2023b).

Come illustrato nella Figura 6-2, durante le reazioni redox che avvengono in fase di carica e scarica, gli ioni di litio migrano in modo reversibile da un elettrodo all'altro a causa della differenza di potenziale. Durante la scarica, il litio presente nell'anodo viene ossidato e gli elettroni liberi si spostano lungo il circuito esterno, attraverso il dispositivo di ricarica, fino a raggiungere il catodo, dove riducono il metallo di transizione presente. Inoltre, gli ioni di litio si deintercalano dall'anodo e si spostano verso il catodo dove si reintercalano, passando attraverso il separatore. Durante la ricarica della batteria, gli elettroni e

il litio si spostano dal catodo all'anodo seguendo gli stessi percorsi della scarica. La reazione di ossidazione avviene nel catodo e quella di riduzione nell'anodo (Preger et al., s.d.) (Stallard et al., 2022).

Durante i primi cicli di carica e scarica, oltre al trasferimento di ioni di litio, sull'elettrodo negativo si forma anche uno strato passivante, denominato interfaccia elettrolita-solido, composto da ossidi, idrossidi, carbonati e fluoruri. Questo strato è importante per le prestazioni della batteria in quanto riduce il degrado dell'elettrolita durante i cicli di vita, influenzandone in ultima analisi la capacità e la sicurezza(Cutaia et al., 2014) (Stallard et al., 2022).

Un gruppo di celle viene quindi riunito in un modulo batteria (chiamato anche pacco batteria o semplicemente batteria). All'interno della batteria è presente anche un sistema di gestione della batteria (BMS, battery management system). Il BMS misura e regola la tensione tra le celle, oltre a misurare la temperatura e lo stato di carica (SoC, state of charge). Il sistema avvisa inoltre quando la capacità è inferiore alla soglia impostata, segnala i guasti del sistema e scollega la batteria dal dispositivo di carico se i parametri operativi sono fuori limite (Stallard et al., 2022) (Buchmann, 2021).

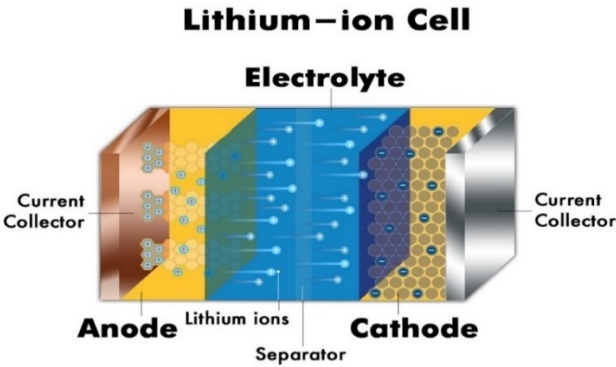


Figura 6-2. Schema di funzionamento di una batteria agli ioni di litio (Richye, 2024)

6.2.2 COMPOSIZIONE DEI MATERIALI

La composizione delle celle delle batterie con diverse composizioni chimiche agli ioni di litio è riportata nella Tabella 6-1. La maggior parte del peso è costituita da LFP. La Tabella 6-2 mostra la composizione media dei componenti della batteria. Le celle rappresentano circa il 60–85% del peso totale della batteria (Carvalho et al., 2021) (European Union, 2025a).

Tabella 6-1. Composizione media del materiale delle celle LFP in massa (Contemporary Amperex Technology Co., Limited, 2024; Sunwoda Mobility Energy Technology Co., Ltd., 2025)

Materiale	% del Peso della Cella della Batteria	Materiale	% del Peso della Cella della Batteria
LFP	40,7	PP	1,7
Alluminio	9,1	PC	1,7
Grafite	18,4	PET	1,7
Rame	8,2	Elettrolita	20,3
Separatore	2,5	Altri prodotti chimici	2,0

Tabella 6-2. Composizione media dei componenti del pacco batteria in massa (Carvalho et al., 2021; Krebs et al., 2020)

Componente	% del Peso del Pacco Batteria
Celle	60,2
Sistema di raffreddamento	4,0
Involucro della batteria	32,0
BMS	3,9

6.2.3 DENSITÀ ENERGETICA E INTERVALLI DI TEMPERATURA

Le celle delle batterie agli ioni di litio presentano valori di energia specifica compresi tra 80 e 250 Wh/kg, valori di densità energetica compresi tra 95 e 500 kWh/m³ e potenze specifiche comprese tra 200 e 2000 W/kg. L'efficienza energetica è molto elevata, con valori che superano addirittura il 95% a seconda delle condizioni operative, soprattutto se confrontata con altre tecnologie (Šimić et al., 2021b).

L'intervallo di temperatura di stoccaggio raccomandato è compreso tra 5 e 20 °C (Environment Health & Safety, 2025a). L'intervallo di temperatura suggerito durante la ricarica è compreso tra 0 e 45 °C e durante la scarica tra -20 e 60 °C (Buchmann, 2022). Le batterie sono state utilizzate in condizioni di temperatura più estreme, ma con funzionalità a lungo termine ridotta.

4.2.2 CARICA E SCARICA

La tensione nominale è solitamente compresa tra 3,6 e 3,7 V, ovvero il punto medio tra la tensione a piena carica (4,2 V) e la tensione al di sotto della quale non deve scendere (3,0–3,2 V) (Buchmann, 2023a). Durante la ricarica, le batterie utilizzano un sistema denominato «corrente costante/tensione costante». Inizialmente, la batteria riceve una corrente costante mentre la tensione aumenta, fino al raggiungimento di 4,2 V, dopodiché la corrente diminuisce fino a zero mentre la tensione rimane a 4,2 V (Z. Wang et al., 2019). Il tempo di ricarica dipende dalla capacità della batteria e dalla corrente in ingresso, la quale non dovrebbe superare 1/10 della corrente di picco della batteria per evitare danni e surriscaldamento.

Durante la scarica, la corrente massima che una batteria agli ioni di litio può erogare in modo continuo dipende sia dalla capacità della batteria stessa sia dalla natura del carico a cui è collegata. Una cella può essere una cella energetica, che garantisce la massima capacità e una lunga durata, oppure una cella di potenza, che consente un carico elevato con una capacità inferiore rispetto alla cella energetica (Buchmann, 2023a). Se la cella viene scaricata eccessivamente, può esserci il rischio di un surriscaldamento incontrollato, sebbene tale rischio sia ridotto con le composizioni chimiche agli ioni di litio, in particolare LFP (Environment Health & Safety, 2025b) (IEA, 2024).

La durata di una batteria agli ioni di litio viene generalmente misurata in base al numero di cicli completi di carica-scarica effettuati fino al raggiungimento di una determinata soglia di degrado, che di solito corrisponde all'80% della capacità nominale. La durata di una cella può variare da 100 a 10.000 cicli (Šimić et al., 2021b), ma può arrivare fino a 20.000 (Bielewski et al., 2022). Lo SoC è la capacità attualmente disponibile di una batteria, mentre la profondità di scarica (DoD, depth of discharge) misura la quantità di carica rilasciata in una singola scarica. La relazione tra i due è $DoD = 1 - SoC$. Ad esempio, un DoD dell'80% indica che è possibile utilizzare fino all'80% dell'energia immagazzinata, lasciando il restante 20% di SoC come riserva per prevenire danni alla batteria. È fondamentale gestire con attenzione il DoD, poiché un uso eccessivo può ridurre significativamente la durata di vita dell'accumulatore e, nelle applicazioni pratiche, le batterie non vengono mai completamente caricate o scaricate.

Inoltre, la batteria subisce un degrado progressivo anche quando non è in uso, fenomeno noto come "autoscarica". Il periodo di stoccaggio passivo viene spesso preso in considerazione quando si definisce la durata media del prodotto. Il degrado durante lo stoccaggio è influenzato da fattori quali la temperatura, lo SoC e l'età della batteria: una batteria completamente carica (100% SoC) conservata a temperature elevate (superiori a 50 °C) può subire un rapido calo di capacità e produrre gas. Il tasso di autoscarica è dichiarato dai produttori ed è tipicamente dell'1,5-2% al mese, più un ulteriore 3% dovuto al consumo dei circuiti di sicurezza (Cutaia et al., 2014).

6.2.4 BILANCIO ENERGETICO

In generale, il corretto dimensionamento di una batteria rispetto a un sistema è fondamentale per evitare sovraccarichi o inefficienze del sistema. La capacità di carica di un sistema di accumulo di energia è la velocità con cui il sistema è in grado di assorbire e immagazzinare energia. È essenziale che tale potenza sia adeguatamente dimensionata per evitare sovraccarichi o inefficienze del sistema. Nel valutare il dimensionamento, è possibile anche valutare le efficienze di carica e scarica di un sistema di accumulo.

Durante la carica e la scarica, una parte di energia va inevitabilmente persa, ad esempio sotto forma di calore. Un'efficienza del 90% implica che il 10% dell'energia viene perso nei processi di conversione.

6.2.5 VALORI DEI PARAMETRI DI RIFERIMENTO

Nella Tabella 6-3 sono riportati i dati tecnici di alcune batterie al litio e batterie LFP, raccolti dalla letteratura e dalle schede tecniche di diverse aziende operanti nel mercato dei BESS.

Tabella 6-3. Dati tecnici da letteratura e da schede tecniche di batterie al litio

Citazione	Tecnologia/ Modello	Tensione Nominale/Capacità Nominale	Energia utile	Energia specifica (Wh/kg) ----- Densità energetica (kWh/m ³)	Profondità di scarica	Autoscarica	Temperatura operativa	Efficienza andata- ritorno	Vita utile prevista	Peso
(Šimić et al., 2021b)	Li-ion	2,5 – 5 V	-	80 – 250 Wh/kg 95 – 500 kWh/m ³	100%	0.1 – 0.3 %/giorno	20 – 65°C	75 - 97%	100 – 10.000 cicli/ 5 - 15 anni	-
(Borerwe & Longe, 2025)	LFP	-	-	90 - 120 Wh/kg	80 - 100%	<2%/mese	-	~95%	>2.000 cicli/ 10 - 20 anni	-
(Jaiswal, 2017)	LFP	13,2 V/2 Ah	-	-	-	- -	-	95%	4.400 cicli	-
(Kebede et al., 2021)	Li-ion	-	-	151 Wh/kg 311,7 kWh/m ³	-	0,17%/giorno	-	87,4%	12,7 anni	-
(Khosravan i et al., 2026)	Li-ion	-	-	-	-	0.1 %/giorno	-	95%	25 anni	-
(Laksahaporo et al., 2025)	LFP	-	466 kWh	105,9 kWh/m ³	-	-	-	85%	15 anni (2,67%/anno degradazioni)	-
(Tsai et al., 2020a)	LFP	Cella: 3,2 V/280 Ah Modulo: 44,8V/280 Ah Portabatterie: 761,6 V/280 Ah	- - 213,2 kWh	-	-	-	-	- - 92%	- - 967.765 kWh	-
(Senmei Technology Co., s.d.)/CATL	LFP	3,22 V/302 Ah	-	-	-	-	Carica: 0 – 60 °C Discarica: -30 – 60°C	-	≥4.000 cicli	≤5.5 kg
(Energy Srl, s.d.)/Pylontech	LFP/US3000C	48 V (45 – 53,5 V)/74 Ah	3,55 kWh	-	95%	-	Carica: 0 – 50 °C Scarica: -10 – 50°C	-	15+ anni >6000 cicli	32 kg

Tabella 6-3. Dati tecnici da letteratura e da schede tecniche di batterie al litio (continua)

Citazione	Tecnologia/ Modello	Tensione Nominale/Capacità Nominale	Energia utile	Energia specifica (Wh/kg) ----- Densità energetica (kWh/m ³)	Profondità di scarica	Autoscarica	Temperatura operativa	Efficienza andata- ritorno	Vita utile prevista	Peso
(Huawei, s.d.)/ HUAWEI	LFP/LUNA 2000-5-E0	360 V (350 – 560 V)	5 kWh	-	-	-	-20 – 55°C	-	15 anni	50 kg
(SolarEdge Technologies, Inc., 2024)/ SolarEdge	LFP/BAT- 05K48, BT	48 V (44,8 – 56,5 V)	4,6 kWh	-	-	-	-10 – 50°C	>95,4	10 anni di garanzia	54,7 kg
(Jinko Solar Co., Ltd., s.d.)/Jinko Solar	LFP/JKS 215KLAA- 100PLAA	768 V (672 – 864 V)	215 kWh	-	95%	-	-20 – 50°C	-	6.000 cicli	2800 kg
(SMA Solar Technology AG, s.d.)/SMA	LFP/HS-BM- 3.28-10	96 V (90 – 108 V)/36 A	3,28 kWh	-	-	-	Carica: 0 – 50 °C Scarica: -10 – 50°C	94,5%	8.000 cicli, 10 anni di garanzia	38 kg
(Fronius International GmbH, 2025)/Fronius	LFP/Reserva 6.3	102,4 V	3,15 kWh	-	-	-	-20 – 55°C	95%	6.000 cicli, 10 anni di garanzia	33,5 kg
(LG Energy Solution, 2021)/LG	Li-ion/RESU6.5, BT	51,8 V (42,0 – 58,8 V)/126 Ah	6,5 kWh	-	90%	-	-10 – 50°C	>95%	10 anni di garanzia	52 kg

6.3 DATI ECONOMICI

I costi di produzione delle batterie sono diminuiti, principalmente grazie ai progressi tecnologici, alla versatilità delle applicazioni e alle economie di scala. Attualmente, il prezzo delle batterie è in gran parte determinato dal costo delle materie prime, che incide per circa il 50-70%, rendendo i prezzi più sensibili alle fluttuazioni dei prezzi dei minerali critici (European Union, 2025a). I prezzi delle batterie agli ioni di litio (compresi i costi delle celle e dei pacchi) sono diminuiti da circa 800 USD/kWh a meno di 140 USD/kWh tra il 2013 e il 2023. I prezzi sono diminuiti in modo significativo nel 2023 a causa di un aumento dell'offerta di minerali e della capacità produttiva, mentre la domanda è diminuita. Inoltre, nel 2023, le batterie LFP hanno registrato i prezzi medi globali più bassi tra tutte le batterie agli ioni di litio, scendendo per la prima volta nella storia al di sotto dei 100 USD/kWh (86,65 EUR/kWh, tasso di conversione 1 EUR = 1,1544 USD) e continuando a diminuire nel 2024 (European Central Bank, 2023) (IEA, 2024).

I prezzi delle batterie LFP sono più bassi in Cina e circa il 10-20% più alti negli Stati Uniti e in Europa, anche se sembrano convergere nel tempo (IEA, 2024). Poiché gran parte della produzione di batterie avviene in Cina, l'aumento della produzione in Europa presenta alcune difficoltà. Tra gli ostacoli figurano gli elevati investimenti necessari per la costruzione degli impianti, l'aumento del costo del lavoro e l'accesso alle materie prime. Ad esempio, circa il 90% della grafite viene estratta in Cina e circa il 50% del litio in Australia, mentre l'Europa ne rappresenta circa l'1%. Importanti piani d'azione strategici, piani di cooperazione tra industria e governo e progetti di ricerca dell'Unione Europea negli ultimi 20 anni hanno aumentato gli investimenti e la produzione locale di batterie (European Union, 2025b).

In

Tabella 6-4 vengono riportati i dati economici di letteratura relativi a batterie al litio. I valori di conversione sono stati ricavati da (European Central Bank, 2026). In Tabella 6-5 vengono riportati dati tecnici ed economici di diversi modelli di batterie LFP della marca BYD. In Tabella 6-6 vengono riportati dati tecnici ed economici di diversi modelli di batterie LFP della marca EPeVer.

Tabella 6-4. Dati economici da letteratura per diversi modelli delle batterie

Parametro Economico	(Borerwe & Longe, 2025)*	(Jaiswal, 2017)	(Kebede et al., 2021)	(Khosravani et al., 2026)	(Laksahapsoro et al., 2025)*	(Tsai et al., 2020b)#
Costo di investimento/CAPEX	336,5 €/kWh	269,6 €/kWh	Costo: 463,22 €/kWh Installazione e altri costi: 16,8 €/kW	-	99,9 €/kWh	243,5 – 295,7 €/kWh
OPEX	9,5 €/kWh	-	Sostituzione: 412,7 €/kWh	-	Sostituzione: 99,9 €/kWh (6,7 €/kWh-anno)	3,7 €/kWh-anno
COE/LCOE/LCOS	LCOE: 0,2 €/kWh	COE: 0,4 €/kWh	LCOE: 0,3 €/kWh	LCOE: ~0,07 - 0,3 €/kWh LCOS: 17,2€/kWh	-	LCOE: 0,08€/kWh
ROI	3,4 – 14,6%	-	-	-	-	2,16%
IRR	5,3 – 19,6%	-	-	-	-	3,7%
Periodo di recupero scontato	4,6 – 9,4 anni	-	-	-	-	8,4 anni

*Convertito utilizzando il tasso di conversione da ZAR a Euro: 1 Euro = 19,6271 ZAR, data di calcolo 31 marzo 2026

*Convertito utilizzando il tasso di conversione da GBP a Euro: 1 Euro = 0,8683 GBP, data di calcolo 31 marzo 2026

#Convertito utilizzando il tasso di conversione da USD a Euro: 1 Euro = 1,1498 USD, data di calcolo 31 marzo 2026

COE = costo dell'energia ("cost of energy" in inglese)

LCOE = costo livellato dell'energia ("levelized cost of energy" in inglese)

LCOS = costo livellato dell'accumulo ("levelized cost of storage" in inglese)

ROI = ritorno sull'investimento ("internal rate of return" in inglese)

IRR = tasso interno di rendimento

Tabella 6-5. Dati tecnici ed economici per i diversi modelli di LFP batterie da BYD sul mercato

Azienda - Prodotto	BYD - Box Premium LVS (Low Voltage Series)					
Modulo LVS	4 kWh; 51,2 V; 45 kg					
Numero moduli	1	2	3	4	5	6
Energia Disponibile (kWh)	4	8	12	16	20	24
Corrente massima (A)	65	130	195	250	250	250
Peso (kg)	64	109	154	199	244	289
Tensione nominale (V)	51,2					
Tensione operativa (V)	40 – 57,6					
Working temperature (°C)	-10 – 50					
Efficienza (%)	>95					
Prezzo modulo (€)	1145,4					
Prezzo modulo (€/kWh)	286,4					
Citazione	(VPSolar, 2023)					

Tabella 6-6. Dati tecnici ed economici per diversi modelli di batterie LFP sul mercato dalla marca EPeve

Azienda	EPeve			
Modello	LFP5012EP	LFP10012EP	LFP10024EP	LFP20012EP
Configurazione delle celle	4 in serie e 1 in parallelo	4 in serie e 1 in parallelo	8 in serie e 1 in parallelo	4 in serie

					i e e 1 i n p a r a l l e l o
Capacità nominale [Ah]	50	100	100	205	
Tensione nominale [V]	12,8	12,8	25,6	12,8	
Energia Disponibile [kWh]	0,640	1,280	2,560	2,624	
Working temperature [°C]	-20 – 60	-20 – 60	-20 – 60	-20 – 60	
Ciclo di vita [cicli] @ 80% DoD and 25°C	>4000	>5000	>5000	>4000	
Peso [kg]	7,6	12,2	22,6	54,7	
Prezzo [€]	215,62	334,41	532,01	589,46	
Prezzo [€/kWh]	336,01	261,26	207,82	224,64	
Citazione	(Beijing Epsolar Technology Co. LTD, s.d.)				

6.4 IMPATTI AMBIENTALI

Poiché le batterie vengono spesso installate insieme ai pannelli solari, è importante valutare anche l'impatto ambientale di questi prodotti. La presente sezione riguarda esclusivamente le batterie LFP, ma alcune delle informazioni relative alla EoL si riferiscono alle batterie agli ioni di litio, poiché non erano disponibili dati specifici per le batterie LFP. Gli impatti ambientali descritti nel presente rapporto riguardano le batterie LFP impiegate in una varietà di applicazioni, ovvero negli impianti fotovoltaici, nei EV e nelle stazioni base di comunicazione.

Le informazioni e i dati sono stati raccolti dalla letteratura (studi LCA e non LCA), da relazioni e da siti web governativi ed educativi. Come descritto nei capitoli precedenti, i valori di impatto LCA dipenderanno da vari elementi: 1) l'unità funzionale, 2) i confini, 3) gli anni in cui è stato raccolto l'inventario, 4) l'ubicazione di ciascun processo del ciclo di vita, 5) il metodo LCIA, 6) l'interpretazione dei dati (grezzi, normalizzati e/o ponderati) (Porzio & Scown, 2021). Discrepanze simili possono verificarsi anche tra i dati non LCA. Inoltre, la forma della batteria o le condizioni di utilizzo possono determinare valori di impatto diversi, forse a causa della variazione nelle dimensioni e nella forma dei componenti (Botejara-Antúnez et al., 2024; Carvalho et al., 2021). I dati numerici sono forniti per la fase di produzione del ciclo di vita, poiché alcuni studi valutano un unico utilizzo o più utilizzi durante la durata di vita e quindi non sarebbero comparabili (Yudhistira et al., 2022). Gli autori suggeriscono al lettore di approfondire le risorse incluse e di effettuare un'armonizzazione dei dati se si confrontano punti di dati di unità o metodologie di calcolo diverse. Questa risorsa dovrebbe essere utilizzata come sintesi e punto di partenza per esplorare l'impatto ambientale delle batterie LFP.

Si noti che la maggior parte della letteratura si basa sulla produzione e sull'utilizzo in paesi con reti elettriche alimentate da combustibili fossili. La letteratura incentrata sulle batterie prodotte o ricaricate durante la loro fase di utilizzo con energia elettrica proveniente, in tutto o in parte, da fonti rinnovabili, come (Carvalho et al., 2021; Jasper et al., 2022) offre interessanti casi di studio. Gli impatti ambientali, come il CCP, possono essere influenzati in modo significativo (di solito ridotti) dall'uso di fonti di energia rinnovabile rispetto alle reti elettriche basate sui combustibili fossili (Han et al., 2023).

6.4.1 FASI DELLA VITA

Le fasi del ciclo di vita della batteria LFP sono la produzione, l'utilizzo e la EoL. All'interno della fase di produzione, vi sono la raccolta dei materiali, la preparazione degli elettrodi, la produzione delle celle, la produzione del sistema di gestione della batteria e l'assemblaggio della batteria. La fase di utilizzo può essere di un unico uso previsto (come l'utilizzo in un veicolo elettrico o in un impianto fotovoltaico) oppure può includere un uso secondario (ad esempio, una batteria per veicoli elettrici che viene ricondizionata e poi utilizzata per l'accumulo di energia in un impianto fotovoltaico). Questa fase spesso include l'installazione. Infine, la fase EoL, in cui il prodotto o le parti della batteria vengono riutilizzati, riciclati o smaltiti in discarica (Zhu & Chen, 2020). Il trasporto di materiali e prodotti avviene durante tutto il ciclo di vita.

EoL delle batterie LFP si verifica quando la batteria non soddisfa più i requisiti operativi. La batteria può entrare nella fase EoL immediatamente dopo l'uso previsto, oppure può essere ricondizionata per essere riutilizzata. Le batterie per EV vengono solitamente ritirate dal mercato quando raggiungono l'80% della capacità, ma le batterie agli ioni di litio ricondizionate possono essere utilizzate per altri scopi fino al 50-60% della capacità (Torabian et al., 2022). (Ma et al., 2024) hanno riscontrato che, con la diminuzione della percentuale di stato di salute delle batterie LFP, diminuisce il profitto derivante dal riciclaggio; pertanto, è vantaggioso prolungarne la vita utile prima del riciclaggio.

6.4.2 CONSUMO ENERGETICO NECESSARIO PER IL PROCESSO DI PRODUZIONE

Il consumo energetico è l'energia elettrica necessaria durante il processo di produzione per la lavorazione dei materiali e dei componenti, l'assemblaggio delle parti e il funzionamento delle

attrezzature. Le unità di misura possono variare nella letteratura, ma qui nella Tabella 6-7, i dati riportati sono espressi in kWh/kWh, ovvero i kWh consumati durante il processo di produzione divisi per la capacità in kWh della batteria. Gli studi possono considerare solo il consumo elettrico, oppure il gas naturale, o includere altri combustibili fossili. (Degen et al., 2023) afferma che la produzione della cella, esclusi l'estrazione dei materiali, il rivestimento, l'essiccazione, la formatura e il mantenimento della camera bianca, rappresenta la fase a maggiore intensità energetica.

Tabella 6-7. Consumo energetico durante la produzione

Unità funzionale	Valore e Unità	Citazione
Capacità della batteria in kWh	Elettricità: 3,8 kWh/ kWh _{nominal_capacity}	(Feng et al., 2022b)
	Gas naturale: 1,8 kg/kWh _{nominal_capacity}	
	Elettricità: 12,2 kWh/kWh _{lifetime_capacity}	(Han et al., 2023)
	Gas naturale: 5,7 x10 ⁻¹ N-m ³ /kWh _{lifetime_capacity}	

6.4.3 RIFIUTI PRODOTTI DURANTE LA FASE DI FABBRICAZIONE

Durante il processo di produzione possono verificarsi varie emissioni nell'aria, nell'acqua e nei materiali. La Tabella 6-8 fornisce alcuni esempi di tali emissioni.

Tabella 6-8. Esempi di inquinanti atmosferici e idrici rilasciati durante la produzione di batterie

Inquinamento		Citazione
Aria		
Polvere	Diossido di zolfo (SO ₂)	(Han et al., 2023; Quan et al., 2022)
Acido cloridrico (HCl)	NM VOC	
Monossido di carbonio (CO)	Ossido di azoto (NO _x)	
Azoto (N ₂)	Diossido di carbonio (CO ₂)	
Acqua		
Acque reflue	Fosforo (totale)	(Feng et al., 2022b; Han et al., 2023)
COD	Composti organici volatili	
Solidi sospesi	Ammoniaca (N)	
Rifiuti solidi		
Rottami metallici	Plastica di scarto	(Carvalho et al., 2021; Feng et al., 2022b)

6.4.4 RISULTATI DELL'IMPATTO

Questa sezione presenta i risultati di vari studi di LCA. La Tabella 6-9 illustra i metodi di LCIA e le categorie di impatto valutate nei vari studi di LCA. Alcuni metodi di LCIA prevedono più categorie di impatto per ciascun tema di impatto. Ad esempio, il metodo EF presenta tre categorie di eutrofizzazione: terrestre, acquatica d'acqua dolce e acquatica marina. La Tabella 6-10 fornisce dettagli e valori di impatto relativi a CCP, consumo idrico e LU nella fase di produzione per 11 studi. Alcuni studi si concentrano sulla cella della batteria, mentre altri misurano gli impatti del modulo della batteria, indicato nella tabella semplicemente come "Batteria".

È importante sottolineare che nella letteratura sulle batterie vengono comunemente utilizzati due approcci relativi all'unità funzionale, come illustrato nella Tabella 6-10. Un approccio consiste nel definire l'unità funzionale in base alla capacità nominale della batteria ed è indicato in questo rapporto come kWh_{nominal}. L'altro approccio consiste nel definire l'unità funzionale come l'energia cumulativa immagazzinata o rilasciata durante la vita utile della batteria ed è indicato in questo rapporto come kWh_{lifetime}. Il primo approccio rende più facile per il lettore confrontare le batterie quando la vita utile prevista non è nota. Il secondo approccio può essere più accurato, ma è utile principalmente se la vita utile è nota e se le batterie oggetto di confronto hanno vite utili simili.

Tabella 6-9. In questo capitolo vengono elencati diversi studi LCA (Analisi del Ciclo di Vita) e i temi di impatto che valutano. NA indica che il metodo LCIA non valuta quel tema ambientale. La "X" indica che lo studio valuta il tema, mentre il "-" indica che il tema non viene valutato.

LCIA Metodo	RECIPIE				CML/CML-IA		ILCD		EF
Categoria	(Botejara-Antúnez et al., 2024)	(Feng et al., 2022b)	(Han et al., 2023)	(Guo et al., 2023a)	(Quan et al., 2022)	(Shu et al., 2021b)	(Jasper et al., 2022)	(Carvalho et al., 2021)	(Yudhistira et al., 2022)
Cambiamento climatico	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Deplezione dell'ozono stratosferico	X	X	X	X	X	X	-	-	-
Tossicità umana	X	X	X	X	-	X	-	-	-
Particolato/materia respiratoria/inorganici	X	X	X	X	NA		-	-	X
Radiazioni ionizzanti	X	X	X	X	NA		-	-	-
Formazione di ozono fotochimico	X	X	X	X	X	X	-	-	-
Acidificazione	X	X	X	X	X	X	-	X	X
Eutrofizzazione	X	X	X	X	X	X	-	X	-
Ecotossicità	X	X	X	X	-	X	X	-	-
Uso del suolo	X	X	X	X	NA		-	-	-
Uso dell'acqua	X	X	X	X	NA		NA		-
Esaurimento delle risorse abiotiche	X	X	X	X	-	X	X	X	X

Note: Uno studio può avere più categorie di impatto per determinati temi e che i nomi dei temi utilizzati potrebbero non corrispondere esattamente alla formulazione presente nello studio. NA indica che il metodo LCIA non valuta quel tema ambientale. La "X" indica che lo studio valuta il tema, mentre il "-" indica che il tema non viene valutato.

Tabella 6-10. Unità funzionali, confini, utilizzo e valori della categoria di impatto per diverse analisi del ciclo di vita (LCA)

Citazione	Applicazione	Unità Funzionale dell'LCA	Confini dello Studio LCA	Fasi Incluse nel Cradle-to-Gate	Impatto della Produzione		
					Potenziale di Cambiamento Climatico	Uso dell'Acqua	Uso del Suolo
(Botejara-Antúnez et al., 2024)	-	kWh _{nominal}	Cradle to gate	Estrazione delle materie prime e produzione della batteria agli ioni di litio	281,1 kg CO ₂ eq/kWh	9,4 m ³ /kWh	9,4 m ² a crop _{eq} /kWh
(Feng et al., 2022b)	EV	kWh _{nominal}	Cradle to grave	Lavorazione delle parti e assemblaggio combinato	97,3 kg CO ₂ eq/kWh	~2 m ³ /kWh	~3 m ² a crop _{eq} /kWh
(Guo et al., 2023b)	EV, poi stazione base di comunicazione	kWh _{nominal}	Cradle to grave	Estrazione delle materie prime, produzione dei componenti, assemblaggio e stampaggio della batteria	110 kg CO ₂ eq/kWh	~2,2 m ³ /kWh	~3,4 m ² a crop _{eq} /kWh
(Quan et al., 2022)	EV, poi sistema di accumulo energetico	kWh _{nominal}	Cradle to grave	Preparazione dell'elettrodo, produzione delle celle e assemblaggio della batteria	76,7 kg CO ₂ eq/kWh	-	-
(Shu et al., 2021a)	EV	kWh _{nominal}	Cradle to grave	Produzione dei componenti, produzione delle celle della batteria, assemblaggio del sistema batteria	46,4 kg CO ₂ eq/kWh	-	-
(Carvalho et al., 2021)	Accumulo energetico di rete	kWh _{nominal} e kWh _{lifetime}	Cradle to grave	Estrazione e lavorazione delle materie prime, produzione delle celle, imballaggio, produzione del sistema di raffreddamento, produzione del BMS, assemblaggio della batteria	Cella: 61,9 kg CO ₂ eq/kWh (Nominal) Batteria: 114 kg CO ₂ eq/kWh (Nominal)	-	-

Tabella 6-10. Unità funzionali, confini, utilizzo e valori della categoria di impatto per diverse analisi del ciclo di vita (LCA) (continua)

Citazione	Applicazione	Unità Funzionale e dell'LCA	Confini dello Studio LCA	Fasi Incluse nel Cradle-to-Gate	Impatto della Produzione		
					Potenziale di Cambiamento Climatico	Uso dell'Acqua	Uso del Suolo
(Jasper et al., 2022)	Accumulo energetico di rete	kWh _{nominal} e kWh _{lifetime}	Cradle to gate and cradle to grave	Estrazione primaria delle materie prime, produzione secondaria dei materiali, produzione delle celle	63,7 kg CO ₂ eq/kWh (Nominal) 0,012 kg CO ₂ eq/kWh (Lifetime)	-	-
(Yudhistira et al., 2022)	Accumulo energetico di rete	kWh _{lifetime}	Cradle to grave	Estrazione delle materie prime, produzione delle celle della batteria, assemblaggio del pacco batteria	Cella: 0,3 kg CO ₂ eq/kWh Batteria: 1,0 kg CO ₂ eq/kWh	-	-
(Han et al., 2023)	Accumulo energetico di rete	kWh _{lifetime}	Cradle to grave	Estrazione e lavorazione delle materie prime della cella e dei componenti del pacco batteria, produzione dei componenti delle celle, assemblaggio delle celle, produzione del pacco batteria, assemblaggio del pacco batteria	~25 x10 ⁻³ kg CO ₂ eq/kWh	1,9 x10 ⁻³ m ³ /kWh	4,5 x10 ⁻³ m ² a cropeq/kWh
(GreenDelta, 2020)*	-	kWh _{nominal}	Cradle to gate	Produzione della batteria	130,6 kg CO ₂ eq/kWh	-	-
(Contemporary Ampere Technology Co.,	-	kWh _{nominal}	Cradle to grave	Produzione dei componenti, lavorazione dei prodotti semilavorati, assemblaggio delle celle, test delle prestazioni delle celle	64,4 kg CO ₂ eq/kWh	-	-

Limited, 2024)							
-------------------	--	--	--	--	--	--	--

*Media di OpenLCA "Battery production, Li-ion, LFP, rechargeable | battery, Li-ion, LFP, rechargeable | Cutoff, U-CN and U-RoW" valori calcolati da diverse LCIA.

Il CCP medio di una batteria era pari a 109,4 kg CO₂eq/kWh_{nominale} (Botejara-Antúnez et al., 2024; Contemporary Amperex Technology Co., Limited, 2024; Feng et al., 2022a; GreenDelta, 2020; Guo et al., 2023a; Quan et al., 2022; Shu et al., 2021a). La letteratura non è concorde sul fatto che la produzione o l'utilizzo abbiano un maggiore potenziale di impatto sul cambiamento climatico. Durante la fase del ciclo di vita relativa alla produzione, la fabbricazione degli elettrodi (in particolare del catodo) e l'elettricità (per le apparecchiature di produzione) sono spesso i fattori che contribuiscono maggiormente, sebbene in (Carvalho et al., 2021), il consumo di elettricità e l'imballaggio della batteria (imballaggio del modulo, contenimento della batteria e vassoio della batteria) fossero i fattori che contribuivano maggiormente.

Per quanto riguarda la fase di utilizzo, la produzione di energia supplementare per compensare le perdite durante la carica e la scarica ha spesso rappresentato un fattore determinante, al pari della ricarica della batteria, entrambi influenzati in larga misura dalla rete elettrica. Molti studi concentrano la propria analisi sulla Cina, poiché è lì che si concentra la stragrande maggioranza della produzione. Poiché la Cina dispone di reti energetiche basate sul carbone, si prevede che i valori potenziali relativi al cambiamento climatico siano più elevati rispetto a una rete energetica che utilizza energie rinnovabili, come si evince da (Guo et al., 2023b; Han et al., 2023). (Carvalho et al., 2021) hanno utilizzato la rete italiana a media tensione del 2018, con una composizione costituita principalmente da gas naturale al 42,3% e da energie rinnovabili e biocarburanti al 31,3% (Gargiulo et al., 2020). Durante la fase di utilizzo di (Carvalho et al., 2021), il potenziale climatico complessivo era inferiore rispetto agli altri studi.

Il valore medio del consumo idrico durante la produzione, ricavato dalla letteratura riportata nella Tabella 6-10 è 2,1 m³/kWh_{nominal} mentre il valore medio dell'LU è pari a 3,2 m²a crop_{eq}/kWh_{nominal} (Feng et al., 2022b; Guo et al., 2023b). Tra produzione e utilizzo, la fase di produzione offre il contributo maggiore nelle categorie di utilizzo dell'acqua e del suolo (Guo et al., 2023b). Nella fase di produzione, la realizzazione dei due elettrodi e il consumo energetico hanno determinato i contributi più elevati sia per l'utilizzo dell'acqua che per l'LU. Ciascuno dei tre processi ha presentato valori di impatto idrico da 2 a 3 ordini di grandezza e valori di utilizzo del suolo da 1 a 5 ordini di grandezza superiori rispetto ad altri processi produttivi. Nel complesso, per la sola produzione di celle, il consumo elettrico ha avuto il contributo più elevato in 14 delle 18 categorie di impatto durante la produzione (Botejara-Antúnez et al., 2024). Gli studi forniscono talvolta un inventario, ma spesso non viene offerta la ripartizione dei materiali o dei processi associati a ciascun risultato di impatto.

Per quanto riguarda le altre categorie di impatto, la fase di produzione è risultata spesso quella con il contributo maggiore. In (Guo et al., 2023b), l'eutrofizzazione delle acque dolci e marine, l'ecotossicità delle acque dolci e marine, la tossicità cancerogena e non cancerogena per l'uomo e la formazione di particolato fine sono state influenzate in larga misura dalla produzione. Risultati simili sono stati osservati in. (Feng et al., 2022b). Al contrario, in (Quan et al., 2022), la fase di utilizzo, in particolare il secondo utilizzo, è risultata la fase del ciclo di vita principale in varie categorie, quali l'esaurimento delle risorse abiotiche (fossili), il potenziale di eutrofizzazione, l'impoverimento dello strato di ozono e il potenziale di acidificazione. Gli autori attribuiscono al secondo utilizzo un maggiore contributo all'esaurimento abiotico (combustibili fossili), all'acidificazione e al potenziale di creazione di ozono, poiché la batteria ha una capacità inferiore e si carica e scarica più frequentemente, richiedendo quindi più energia dalla rete e rilasciando, in ultima analisi, più sostanze inquinanti.

6.4.5 FINE VITA

Il riciclaggio offre numerosi vantaggi ambientali e sociali. Poiché i cinque principali componenti delle batterie LFP, ovvero litio, fosfato, alluminio, grafite e rame, figurano nell'elenco delle materie prime critiche dell'UE del 2023, il riutilizzo riduce la necessità di materiali vergini (REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL establishing a framework for ensuring a secure and sustainable supply of critical raw materials and amending Regulations (EU) 168/2013, (EU) 2018/858, 2018/1724 and (EU) 2019/1020, 2023). (Ioakimidis et al., 2019) e (Quan et al., 2022) hanno concluso che l'impatto ambientale è minore nel ricondizionare la batteria per una seconda vita, anche con un'efficienza

ridotta, rispetto alla produzione di una nuova batteria. L'integrazione dei rottami di produzione in nuovi prodotti è inoltre un approccio utile per il raggiungimento degli obiettivi di riciclaggio (Fichtner et al., 2025).

6.4.5.1 Normativa sulle batterie

A livello globale si stanno moltiplicando le normative volte a promuovere la raccolta, il riciclaggio e il riutilizzo delle batterie. I percorsi di fine vita (riutilizzo, riciclaggio e smaltimento in discarica) e l'attuale legislazione europea relativa ai prodotti elettronici in generale sono descritti nella Section **Error! Reference source not found..** L'UE sta compiendo ulteriori passi avanti con il Nuovo Regolamento sulle batterie, il Regolamento UE 2023/1542, entrato in vigore nel 2024 e che sarà attuato in più fasi. Questo regolamento applica i seguenti concetti alle batterie di vario impiego ma per tutte le composizioni chimiche: i) la facilità di riparazione con strumenti comuni, ii) la definizione di metodologie per calcolare l'efficienza di riciclaggio, iii) l'unificazione della documentazione di rendicontazione per i riciclatori, vi) gli obiettivi di efficienza di riciclaggio e recupero (efficienza di riciclaggio - 65% e 70% per le batterie al litio rispettivamente nel 2025 e nel 2030 e recupero del litio pari al 50% e all'80% rispettivamente entro il 2027 e il 2031), v) attua norme di trasporto e iv) stabilisce limiti per vari componenti pericolosi e richiede che le informazioni relative ai componenti pericolosi siano rese pubbliche (Directorate-General for Environment, 2025; Regulation (EU) 2023/1542 of the European Parliament and of the Council of 12 July 2023 concerning batteries and waste batteries, amending Directive 2008/98/EC and Regulation (EU) 2019/1020 and repealing Directive 2006/66/EC, 2023; Supplementing Regulation (EU) 2023/1542 of the European Parliament and of the Council by establishing the methodology for calculation and verification of rates for recycling efficiency and recovery of materials from waste batteries, and the format for the documentation, 2025).

In Italia, i produttori stranieri che vendono sul mercato italiano devono designare un rappresentante autorizzato sul territorio nazionale per la gestione degli adempimenti normativi (PV Cycle, 2025). È possibile trovare un punto di raccolta delle batterie sul sito web del Centro di Coordinamento Nazionale Pile e Accumulatori. I tipi di batterie accettate sono indicati sul sito web e non includono le batterie più potenti che verrebbero utilizzate per i EV o per lo stoccaggio di grandi quantità di energia (National Coordination Centre & National Coordination Centre Battery and Accumulators, s.d.). Inoltre, l'Italia ha emanato il Decreto Legislativo n. 49/2014 per recepire la Direttiva UE 2012/19/UE nell'ordinamento giuridico italiano (IEA, 2025). Ulteriori decreti ministeriali (n. 65 del 2010, n. 121 del 2016 e n. 68 del 2017) supportano l'attuazione e l'applicazione dei ruoli di produttori e distributori nella fase di fine vita dei rifiuti RAEE domestici. In Austria sono disponibili circa 2000 punti di raccolta registrati per i RAEE. La legge federale BGBl. II n. 159/2008 è stata emanata nel 2008 e la BGBl. II n. 311/2021 è un emendamento emanato nel 2021. Queste leggi stabiliscono i requisiti per la raccolta e il trattamento dei rifiuti di batterie, l'etichettatura, i limiti dei componenti pericolosi, le responsabilità dei produttori e i riferimenti all'anno solare per la rendicontazione delle quantità immesse sul mercato austriaco e delle quantità di batterie raccolte (Battery Ordinance, 2008; Battery Regulation Amendment 2021, 2021).

L'United States Environmental Protection Agency impone ai produttori non residenziali di batterie agli ioni di litio di effettuare test sui rifiuti pericolosi e di smaltirli di conseguenza. Le batterie presenti nei rifiuti domestici sono escluse dalla classificazione di rifiuti pericolosi, ma si raccomanda di non mescolarle con i rifiuti urbani e di maneggiarle con cura (U.S. EPA, 2025c).

6.4.5.2 Difficoltà del riciclaggio e progetti in corso

L'attuazione e la regolamentazione del riciclaggio presentano diverse difficoltà. (T. Zhao et al., 2024) riassumono tali ostacoli nella mancanza di pressione legislativa e di consapevolezza pubblica, nella disponibilità limitata di punti di raccolta e nel processo di sviluppo e standardizzazione dei metodi di riciclaggio ancora in corso. L'autore sottolinea l'impegno del governo nell'approvare leggi, istituire programmi educativi a livello locale e facilitare la raccolta. Anche le aziende hanno la responsabilità di ottimizzare le possibilità di riciclaggio. Gli ostacoli tecnici includono i) i limiti di trattamento di ciascun metodo di riciclaggio, come l'idrometallurgia che è specifica per la chimica e il fatto che gli impianti di

riciclaggio che separano i tipi di batterie sono costosi, ii) alcuni strati sono difficili da separare, come il legante organico, iii) il rischio generale di contaminazione durante la rigenerazione dei componenti (frammenti di scarti che entrano nell'elettrolita riutilizzato), vi) la complessità della struttura delle batterie, che può richiedere lo smontaggio automatizzato e ostacolare la produzione su scala industriale, e v) il fatto che alcune tecnologie siano ancora in fase di sperimentazione in laboratorio, come il riciclaggio diretto. Guardando al futuro, le azioni volte a facilitare il riciclaggio consistono nell'implementazione di "passaporti delle batterie" che possano aiutare a identificare la composizione chimica, l'origine dei materiali e la struttura interna delle batterie, nella progettazione di batterie che tengano conto dei processi di riciclaggio e nella diffusione capillare di punti di raccolta e riciclaggio (Fichtner et al., 2025).

La ricerca continua a intensificarsi per definire percorsi di EoL per le batterie LFP, spesso attraverso collaborazioni di ricerca multinazionali. L'iniziativa di coordinamento e sostegno Battery 2030+, finanziata dall'UE, facilita progetti di ricerca (come ReUse e Revitalise) relativi alla funzionalità, alla produzione e al riciclaggio delle batterie, promuovendo al contempo lo scambio di conoscenze, l'economia circolare e l'indipendenza produttiva europea (Battery 2030+, 2025). Altri progetti includono Important Project of Common European Interest (IPCEI) on Batteries and IPCEI European Battery Innovation (IPCEI, 2025). Il Consiglio per il commercio e la tecnologia UE-India ha selezionato 8 start-up dell'UE (con rappresentanti provenienti da Italia, Polonia e Germania) e dall'India per promuovere il commercio, mostrare impianti e progetti di riciclaggio e collaborare sulle tecniche di riciclaggio delle batterie (Directorate-General for Research and Innovation, 2024). In tutto il continente europeo, ci sono aziende che offrono servizi di riciclaggio delle batterie su piccola scala o che stanno per farlo, come Midac (Italia), Paristokierratys (Finlandia), Altium (Regno Unito) e altre che si concentrano sulla creazione di punti di raccolta (Ecotic Bat, Romania) (Eucobat, s.d.).

6.4.5.3 Riutilizzo, Riciclaggio e Smaltimento in discarica

Allo stesso modo, per quanto riguarda i pannelli fotovoltaici, esistono tre modalità di gestione della fase di EoL: il riutilizzo, il riciclaggio e lo smaltimento in discarica.

- Il riutilizzo della batteria nelle condizioni attuali comporterebbe probabilmente il suo impiego per uno scopo che richiede un minor consumo energetico. Il riutilizzo può richiedere un intervento di ricondizionamento e viene definito riciclaggio diretto. Maggiori informazioni sono disponibili nel punto dedicato al riciclaggio riportato di seguito
- Riciclaggio: i componenti delle batterie vengono solitamente separati mediante processi fisici, termici, chimici o una combinazione dei tre. Di seguito sono riportati i potenziali percorsi di separazione, ma non si limitano a queste opzioni e l'ordine può variare (Müller et al., 2024). Prima di qualsiasi trattamento, la batteria deve essere scaricata per ridurre il rischio di incendio (Torabian et al., 2022; U.S. EPA, 2025d).
 - Processo fisico: le opzioni includono lo smantellamento, il taglio, la triturazione, la frantumazione, la macinazione, la vagliatura, l'uso di magneti, le correnti parassite, il lavaggio ad alta pressione e la separazione per galleggiamento. La polvere ottenuta dalla triturazione delle batterie è denominata "Black Mass" e può essere sottoposta a ulteriori trattamenti per separare i componenti più piccoli (ad esempio i metalli) (Barbosa De Mattos et al., 2025).
 - Queste fasi possono essere eseguite manualmente o meccanicamente, a seconda delle risorse disponibili, e consentono di recuperare metalli (ferro, rame, alluminio) e plastica (Silva Silveira Camargo et al., 2024; Zhong et al., 2019).
 - Processi termici (pirometallurgia): il materiale di partenza può essere costituito da celle di batteria, moduli o dalla "Black Mass" (Rinne et al., 2025) e le fasi generali sono la fusione, la calcinazione e la pirolisi. I separatori, gli elettroliti e il legante vengono separati, i componenti organici (il legante e la grafite) vengono decomposti e il litio viene volatilizzato. I metalli vengono ridotti a scorie, che contengono una lega di ferro e fosforo, rame e alluminio. Il gas viene trattato e il litio volatilizzato può essere raccolto dai fumi

(Rostami et al., 2024; Zhong et al., 2019). I rifiuti possono includere gas quali composti fluorurati, alcani e composti organici ossigenati, nonché anidride carbonica (Jiang et al., 2025; A. Li et al., 2025; Liu et al., 2019). Gli svantaggi includono l'elevato fabbisogno di calore, la difficoltà nel differenziare i materiali presenti nelle scorie e la perdita di litio all'interno delle scorie, ma i vantaggi sono che il processo richiede poche attrezzature e tempi di lavorazione ridotti (Zanoletti et al., 2024).

- Processi chimici (idrometallurgia): La massa nera, “The Black Mass” in inglese, viene immersa in un bagno di acido inorganico o organico con agenti ossidanti per far precipitare i sali di litio (Li_3PO_4 o Li_2CO_3 , a seconda dell'acido aggiunto), la lega di fosfato di ferro (Choi et al., 2025; H. Li et al., 2017; Müller et al., 2024), alluminio e rame (Carvalho et al., 2021). Il litio e i composti di fosfato di ferro possono essere utilizzati in nuovi catodi (Choi et al., 2025). Sono in corso ricerche per ottimizzare il processo idrometallurgico (Golmohammadzadeh et al., 2023). I rifiuti includono acque reflue contenenti reagenti e sali, inquinanti atmosferici quali polveri, HF, COV, nebbia di HCl e rifiuti solidi costituiti da scarti di metallo (alluminio, rame), plastica e grafite (Quan et al., 2022). Gli svantaggi ambientali includono le grandi quantità di input chimici e la difficoltà di trattamento delle acque reflue (Van Beek et al., 2025).
- Flottazione a schiuma: una tecnica che combina processi fisici e chimici per separare i materiali. La natura idrofobica della grafite e della plastica viene sfruttata per separare questi materiali dal resto della massa nera (Müller et al., 2024). La flottazione ha avuto successo per diverse batterie agli ioni di litio, ma la letteratura scientifica presenta risultati contrastanti sul suo successo specifico per le batterie LFP (Rieger et al., 2025; C. Wang et al., 2024).
- Riciclo diretto: Dopo lo smontaggio, tramite i metodi sopra descritti, i componenti riutilizzabili in una batteria diversa vengono ulteriormente lavorati e inseriti in una nuova batteria (Feng et al., 2022a). Un esempio è la rigenerazione del catodo e il suo successivo utilizzo in una batteria diversa. Questo processo è attualmente in fase di sperimentazione, ma non ha ancora raggiunto il livello industriale (Van Beek et al., 2025).
- Discarica: la batteria viene smaltita insieme agli altri rifiuti solidi urbani o agli altri rifiuti elettronici. Si sconsiglia lo smaltimento delle batterie.

7 POWER-TO-HYDROGEN-TO-POWER (P2H2P)

7.1 POTENZIALE DI INTEGRAZIONE NELLE COMUNITÀ ENERGETICHE

L'idrogeno è un vettore energetico in grado di immagazzinare e rilasciare notevoli quantità di energia per unità di massa, senza produrre emissioni di CO₂ durante il suo utilizzo. L'idrogeno prodotto può inoltre essere ulteriormente trasformato in base alle esigenze, ad esempio in ammoniaca, metano, metanolo o in altri prodotti chimici impiegati nell'industria.

L'idrogeno può essere integrato in una CER attraverso il processo Power-to-Power (PtP), noto anche come Power-to-Hydrogen-to-Power (P2H2P), al fine di gestire in modo più efficiente il flusso di energia rinnovabile verso gli utenti. Una spiegazione tecnica è fornita nella Sezione 2. Il primo passaggio è il Power-to-Hydrogen, in cui l'energia rinnovabile, ad esempio solare o eolica, viene convertita in idrogeno tramite un elettrolizzatore e successivamente immagazzinata. Il passaggio successivo è l'Hydrogen-to-Power, in cui l'idrogeno viene riconvertito in elettricità tramite una cella a combustibile.

L'energia prodotta in eccesso può quindi essere convertita in idrogeno, immagazzinata per lunghi periodi di tempo (Oxford Institute for Energy Studies, 2025) e successivamente utilizzata per coprire il fabbisogno energetico quando fonti come il solare o l'eolico non sono disponibili o risultano poco affidabili (Lokar & Vrtič, 2020). In questo contesto, il progetto finanziato dall'Unione Europea "Hydrogen Storage and Fuel Cells for Optimised Renewable Energy Communities" (H2SCORE) sta studiando l'integrazione delle tecnologie a idrogeno nelle CER (Politecnico di Torino, 2025).

Secondo (G. Raimondi & Spazzafumo, 2023), suddividendo una CER in due comunità con rapporto 60% - 40% e utilizzando l'energia prodotta in eccesso dalla prima (CER1) per produrre, tramite elettrolizzatore, idrogeno da stoccare e successivamente impiegare nella seconda CER (CER2) per la produzione di energia elettrica tramite fuel cell, è possibile aumentare l'autoconsumo dal 68,6% all'83,7%. Inoltre, il flusso di energia rinnovabile ceduto alla rete si riduce dal 69,5% al 9,1%. Uno schema del sistema CER con fotovoltaico/eolico e P2H2P descritto in (Giulio Raimondi, 2023) è riportato in Figura 7-1.

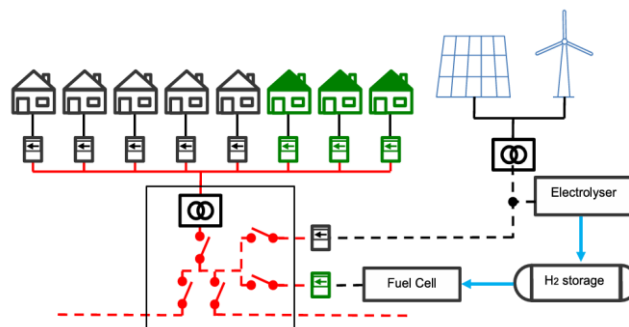


Figura 7-1. Configurazione elettrica con idrogeno (G. Raimondi & Spazzafumo, 2023)

In aggiunta, (Lokar & Vrtič, 2020) hanno testato l'autoconsumo di un sistema pilota residenziale composto da un impianto fotovoltaico da 6,7 kWp integrato con P2H2P, ottenendo un autoconsumo pari al 62%. Gli autori evidenziano inoltre come l'integrazione di un sistema di accumulo elettrochimico possa apportare ulteriori benefici. Uno schema del sistema con fotovoltaico/eolico, P2H2P e batteria è riportato in Figura 7-2.

L'integrazione di un sistema P2H2P a idrogeno tra due CER rappresenta quindi una soluzione particolarmente efficace per incrementare l'autoconsumo e ridurre l'energia immessa in rete, sebbene ad oggi non risulti ancora economicamente sostenibile a causa degli elevati costi associati allo stoccaggio dell'idrogeno e alle fuel cell (G. Raimondi & Spazzafumo, 2023).

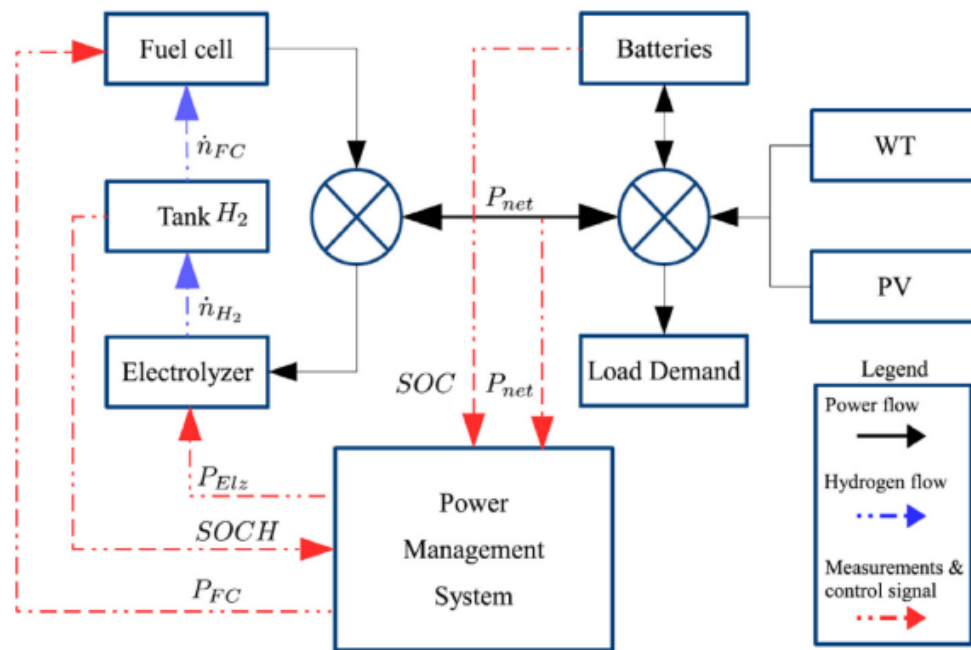


Figura 7-2. Configurazione di un sistema PV-RHFC integrato con unità di turbine eoliche e accumulo ausiliario a batteria. WT = turbina eolica e PV = fotovoltaico (Arsalis et al., 2022)

7.2 INFORMAZIONI TECNICHE

Un sistema P2H2P è costituito da tre componenti principali: il sistema di elettrolisi, la struttura di stoccaggio e il sistema a celle a combustibile. Nelle sezioni seguenti vengono illustrate le diverse tecnologie relative agli elettrolizzatori, ai sistemi di accumulo e alle celle a combustibile.

7.2.1 ELETTRIZZATORI

Un sistema di elettrolisi è costituito da una combinazione di diversi componenti, come alimentazione elettrica, sistema di trattamento dell'acqua, stack dell'elettrolizzatore, utenze di processo, raffreddamento di processo, raffreddamento dei gas, purificazione dei gas e compressione dei gas, necessari a far operare le unità di conversione elettrochimica nelle condizioni previste di esercizio (temperatura, pressione, qualità dell'acqua, ecc.). Lo stack dell'elettrolizzatore è composto da più celle elettrolitiche, le cui diverse chimiche sono discusse nelle sezioni successive. A questi componenti si aggiungono serbatoi di stoccaggio, tubazioni, condotti e sistemi di controllo. L'insieme del sistema, al netto dello stack dell'elettrolizzatore, prende il nome di equilibrio della pianta (BoP, balance of plant). In Figura 7-3 viene mostrato il sistema di elettrolisi per la tecnologia elettrolisi dell'acqua alcalina (AWE, alkaline water electrolysis) (Tsotridis & Pilenga, 2018). All'interno dello stack, in ciascuna cella, l'energia elettrica viene utilizzata per separare un mezzo, nella maggior parte dei casi l'acqua, producendo ossigeno e idrogeno.

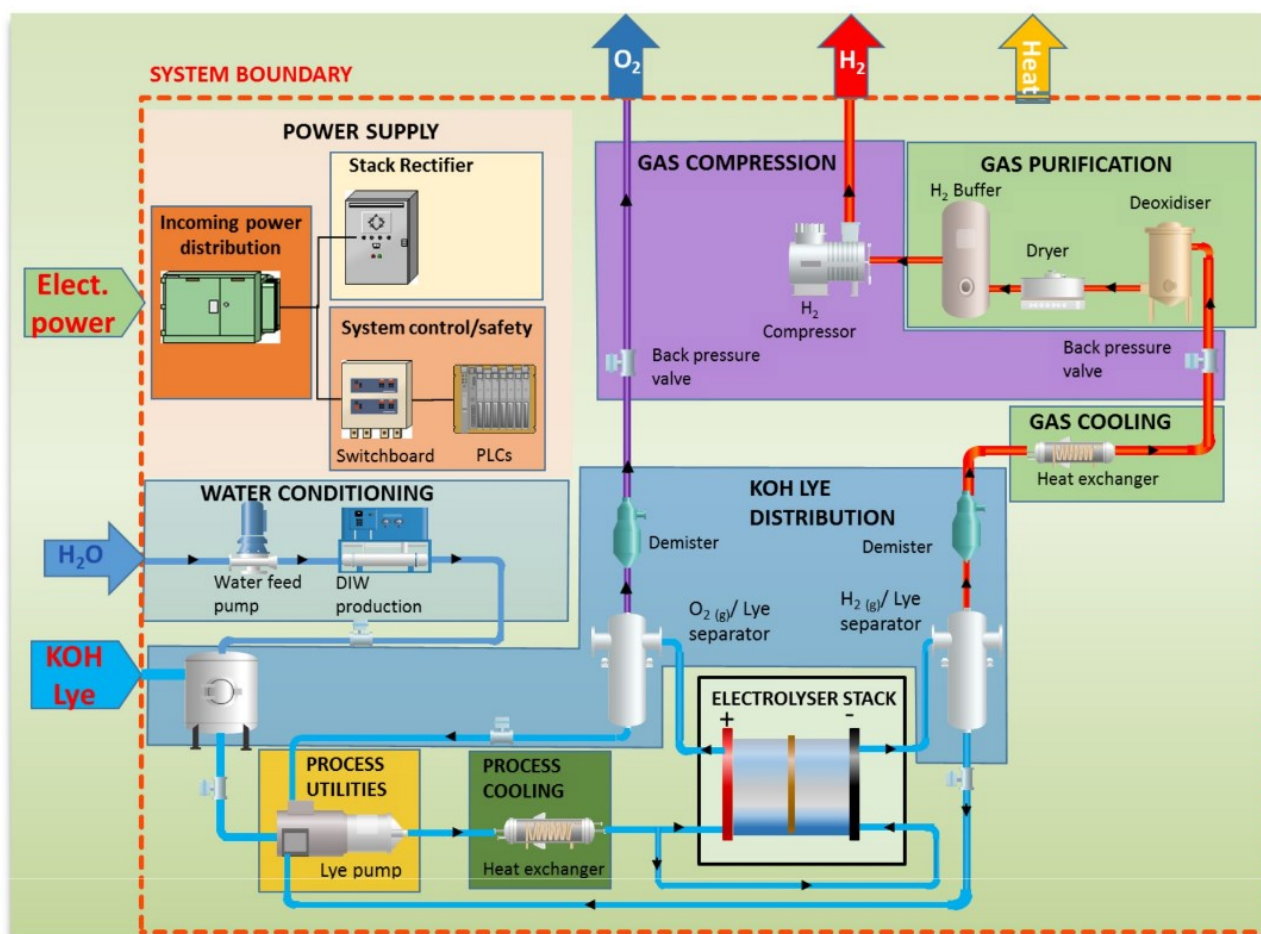


Figura 7-3. Sistema di elettrolisi basato sulla tecnologia di cella AWE (Tsotridis & Pilenga, 2018)

Esistono quattro principali tecnologie di elettrolizzatori per la produzione di idrogeno verde, le cui caratteristiche vengono elencate di seguito (Akyüz et al., 2024).

1. L'AWE è la più tradizionale e funziona a basse temperature (60 - 80°C) con alte concentrazioni di KOH come elettrolita. Inoltre, questa tecnologia consente l'utilizzo di materiali non nobili ed economici;
2. Gli elettrolizzatori a membrana a scambio protonico (PEM, proton exchange membrane) utilizzano una membrana elettrolitica polimerica solida per condurre i protoni e facilitare la separazione di idrogeno e ossigeno. L'elettrolisi dell'acqua PEM è considerata una delle tecnologie più promettenti e popolari, grazie alle dimensioni compatte delle celle, all'elevata efficienza e alle notevoli capacità di densità di corrente.
3. Gli elettrolizzatori a membrana a scambio anionico (AEM, anion exchange membrane) impiegano una membrana alcalina come elettrolita. Gli elettrolizzatori AEM offrono il vantaggio di utilizzare catalizzatori convenienti, con una significativa riduzione dei costi di sistema. Tuttavia, gli elettrolizzatori AEM devono affrontare svantaggi come una densità di corrente inferiore rispetto al PEM e una durata operativa più breve. Nonostante queste limitazioni, il potenziale per migliorare le densità e la durata attuali della tecnologia AEM è evidente man mano che continua a progredire. Attualmente, gli elettrolizzatori AEM sono disponibili in sistemi fino a 5 kW con un'efficienza del sistema che raggiunge quasi il 70% e temperature comprese tra 40 e 80 °C.
4. Le celle di elettrolizzatori a ossido solido (SOEC, solid oxide electrolyzer cells) sono un tipo di elettrolizzatore ad acqua che funziona a temperature più elevate rispetto ad altri tipi High Temperature. Utilizzano un materiale ceramico solido come elettrolita. Quando viene applicata una corrente, l'acqua immessa nel catodo si converte in idrogeno gassoso e ioni ossido. Gli ioni

ossido viaggiano quindi verso l'anodo, dove reagiscono per formare ossigeno gassoso e rilasciare elettroni per il circuito esterno. Quindi una cella SOEC utilizza l'elettricità per produrre carburante attraverso il processo di elettrolisi.

In Figura 7-4 vengono mostrati gli schemi di funzionamento delle quattro tecnologie presentate.

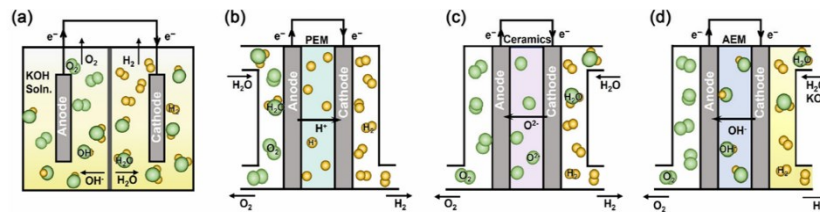


Figura 7-4. Schema di funzionamento delle 4 tecnologie di elettrolizzatori: (a) AWE, (b) PEM, (c) SOEC e (d) AEM (K. Zhang et al., 2022)

7.2.2 STOCCAGGIO

Lo stoccaggio dell'idrogeno è un aspetto cruciale, data la sua ampia gamma di applicazioni. A causa della sua bassa densità a temperatura ambiente, anche la sua densità energetica volumetrica risulta limitata. Per questo motivo sono stati sviluppati diversi metodi di accumulo in grado di conservarlo in condizioni tali da aumentarne la densità energetica per unità di volume.

L'idrogeno può essere conservato principalmente in tre modi (Mulky et al., 2024; Singla et al., 2021):

1. Stoccaggio compresso o gassoso (a pressione 350 - 700 bar). I serbatoi di H₂ compresso funzionano sotto stress estremo e devono essere ispezionati regolarmente per garantirne la sicurezza. Nonostante siano obbligatori per legge, i controlli dei serbatoi ad alta pressione sono necessari solo raramente.
2. Stoccaggio criogenico o liquido (a 20,28 K o -252,87 °C). Una tecnica utilizzata per lo stoccaggio del gas H₂ a temperature molto basse, solitamente al di sotto del suo punto di ebollizione di -252,87 °C, è nota come stoccaggio criogenico dell'idrogeno. L'idrogeno può essere immagazzinato per un periodo più lungo essendo raffreddato a temperature così basse, il che lo trasforma in un liquido con una densità significativamente maggiore. I contenitori sono costituiti da materiali come l'acciaio inossidabile o l'alluminio e sono normalmente altamente isolati.
3. Stoccaggio elettrochimico o stoccaggio solido sotto forma di composto chimico in materiali porosi. Lo stoccaggio chimico dell'idrogeno, noto anche come stoccaggio degli atomi di idrogeno, è la pratica di immagazzinare l'idrogeno in una forma che consente grandi densità di stoccaggio perché gli atomi di idrogeno hanno una potente interazione con il materiale primario. Questo metodo soffre di scarsa efficacia cinetica dell'ad/desorbimento di H₂, che limita notevolmente l'applicabilità di questa tecnica. Tuttavia, l'immagazzinamento fisico di H₂ è superiore poiché l'H₂ viene adsorbito allo stato molecolare e possiede un legame più debole con il componente genitore.

7.2.3 CELLE A COMBUSTIBILE

I componenti principali di un sistema a celle a combustibile sono l'umidificatore, lo stack di celle, il sistema di raffreddamento, l'unità di condizionamento della potenza e il condensatore, come mostrato in Figura 7-5. All'interno dello stack sono presenti più celle, collegate in modo da ottenere la tensione e la potenza desiderate. All'interno di ciascuna cella si trova il membrane electrode assembly, ovvero l'insieme elettrodo-membrana in cui avviene la reazione elettrochimica. Esistono diverse tecnologie di cella; di seguito ne vengono illustrate sei principali, i cui schemi sono riportati in Figura 7-6 - Figura 7-11. L'idrogeno alimentato al sistema può provenire dall'elettrolisi oppure da processi di natura termica, fotochimica o biologica (U.S. Department of Energy, s.d.-a).

Come riportato nell'Equazione 6, la reazione complessiva all'interno della cella a combustibile consiste nella combinazione tra idrogeno e ossigeno, con produzione di acqua, energia elettrica e calore (EG&G Technical Services, Inc., 2004).

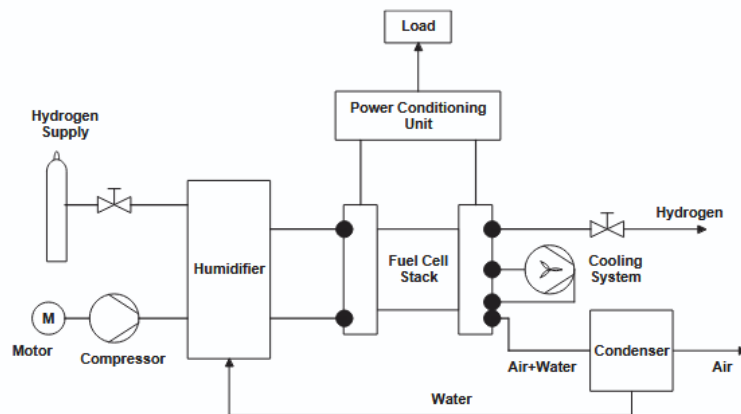
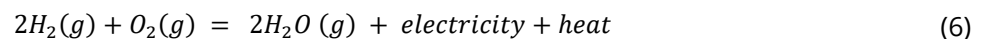


Figura 7-5. Schema del sistema a celle a combustibile (Nik Zaiman et al., 2022)



Opzioni di chimiche di cella (Singla et al., 2021):

1. Celle alcaline (AFC, alkaline fuel cell.): Utilizzano un elettrolita di idrossido di potassio e operano a temperature comprese tra 60 e 120 °C. Sono mature tecnologicamente, ma il loro impiego è principalmente limitato ad applicazioni specializzate come quelle militari e spaziali, richiedendo gas di alimentazione estremamente puri. Generalmente, KOH è l'elettrolita utilizzato in questo tipo di celle. Di solito, l'85% di concentrazione di KOH viene utilizzato per le operazioni ad alta temperatura, mentre la concentrazione dal 35 al 50% viene utilizzata per le operazioni a bassa temperatura. Una tipica cella a combustibile alcalina potrebbe funzionare tra i range di temperatura di 50 e 200 °C.
2. Celle ad Elettroliti Polimerici (PEMFC, polymer electrolyte membrane fuel cell): Impiegano una membrana polimerica ad alta conducibilità protonica come elettrolita e operano a temperature tra 70 e 100 °C. Sono ampiamente utilizzate nella trazione e nella generazione/cogenerazione di piccola scala (1 - 250 kW). Questa cella è anche conosciuta come cella a combustibile con membrana a scambio protonico (PEMFC). È costituito da un elettrolita solido a membrana costituito da un polimero chiamato acido perfluorosolfonico (commercialmente noto come Nafion). Questo elettrolita a membrana funge da mezzo di scambio protonico tra l'anodo e il catodo della PEMFC. Questa è la cella a combustibile più utilizzata grazie al tempo di avvio rapido e al tempo di spegnimento e alla semplicità. La sua temperatura di esercizio varia da 50 a 100 °C e l'efficienza è compresa tra il 40 e il 60%.
3. Le Celle ad Acido Fosforico (PAFC, phosphoric acid fuel cell) Come suggerisce il nome, l'acido fosforico con una concentrazione del 100% viene utilizzato come elettrolita in questo tipo di cella. La sua temperatura di esercizio è compresa tra 150 e 220 °C. Secondo quanto riferito, l'elettrocatalizzatore utilizzato è generalmente platino, sia sul lato anodico che su quello catodico. Il vettore di carica in questa cella a combustibile è costituito da ioni H⁺. Poiché il PAFC comporta un reforming esterno del combustibile, ci vogliono ore per iniziare a funzionare. Le prestazioni di questa cella sono inferiori a quelle della cella a combustibile alcalina. È la prima cella a combustibile convenzionale ad essere stata commercializzata.
4. Celle a Carbonati Fusi (MCFC, molten carbonate fuel cell): Utilizzano una soluzione fusa di carbonati alcalini come elettrolita alla temperatura di funzionamento della cella (650 °C), adatte soprattutto per la generazione di energia elettrica e la cogenerazione da qualche centinaio di kW ad alcune decine di MW. Gli ioni carbonato sono i portatori di carica nella cella e il nichel funge

da catalizzatore. Le piastre terminali di questa cella a combustibile sono realizzate in acciaio inossidabile per evitare la corrosione e i combustibili utilizzati sono CH_4 , H_2 e CO_2 . L'efficienza di MCFC varia dal 55 al 65%.

5. Cella a Ossidi Solidi (SOFC, solid oxide fuel cell): L'elettrolita utilizzato in questa cella è un ossido di metallo solido e non poroso. La sua temperatura di esercizio è compresa tra 700 e 1000 °C. Questa cella ha la temperatura di esercizio più alta tra tutte le celle a combustibile. Gli ioni O^{2-} sono i portatori di carica e i catalizzatori utilizzati in questa cella sono costituiti da perovskite. I componenti primari della cella sono di ceramica. L'efficienza di questa cella è simile a quella di MCFC e la densità di potenza di questa cella è compresa tra 1,5 e 2,6 (kW/m^3).
6. Cella a Metanolo Diretto (DMFC, direct methanol fuel cell): Operano a temperature tra 80 e 100 °C e utilizzano una membrana polimerica come elettrolita, sviluppate principalmente per applicazioni portatili. Questa cella a combustibile è anche conosciuta come cella a combustibile a scambio protonico a metanolo diretto. È un tipo speciale di cella a combustibile a bassa temperatura che funziona secondo il principio di PEMFC. Vari componenti di DMFC sono due piastre terminali bipolari che fungono da anodo e catodo, catalizzatori e una membrana elettrolitica. In questo tipo di cella a combustibile, gli ioni H^+ sono il vettore di carica e il materiale a base di platino funge da catalizzatore. Il combustibile principale nel tipico DMFC è il metanolo e l'efficienza media delle celle è fino al 30 - 40%.

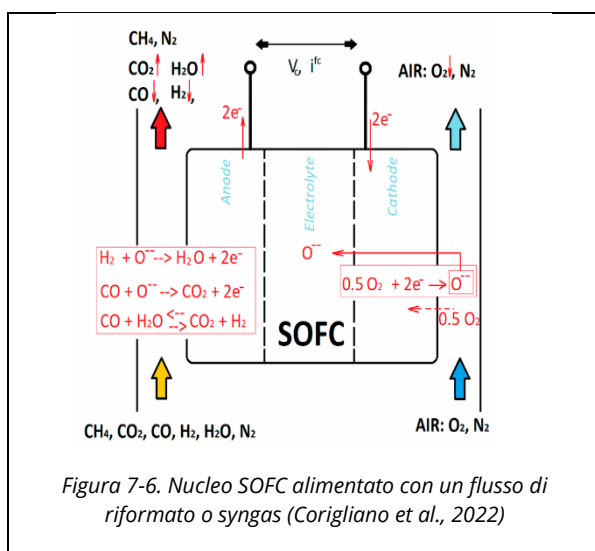


Figura 7-6. Nucleo SOFC alimentato con un flusso di riformato o syngas (Corigliano et al., 2022)

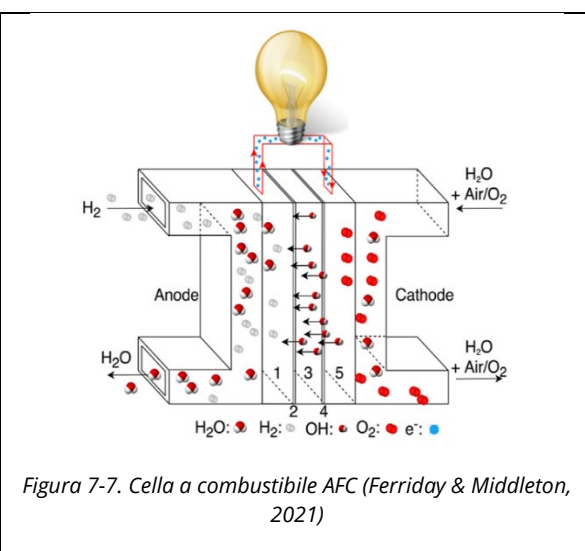


Figura 7-7. Cella a combustibile AFC (Ferriday & Middleton, 2021)

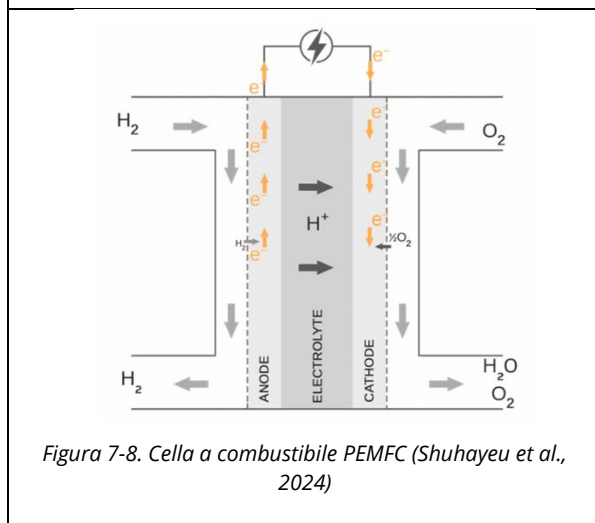


Figura 7-8. Cella a combustibile PEMFC (Shuhayeu et al., 2024)

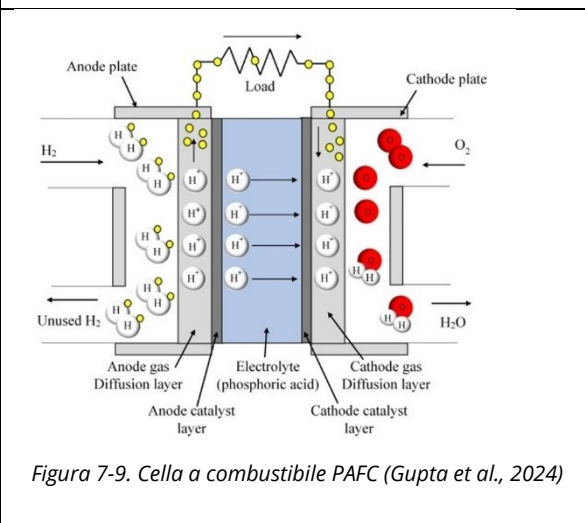
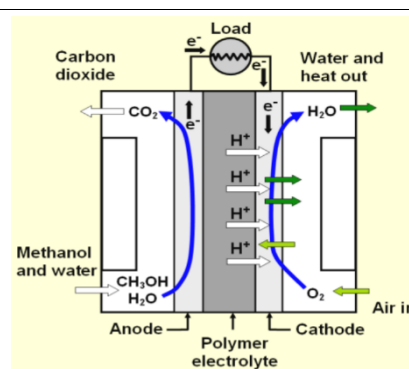
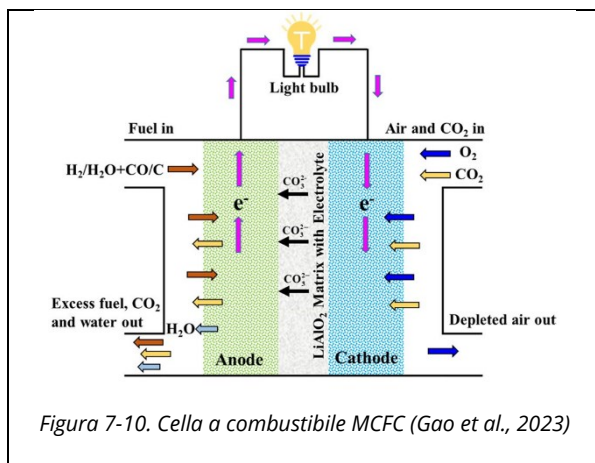


Figura 7-9. Cella a combustibile PAFC (Gupta et al., 2024)



7.2.4 PARAMETRI TECNICI

Questa sezione presenta i parametri tecnici ricavati dalla letteratura e dalle schede tecniche. Un elenco dei termini, delle terminologie standardizzate a livello europeo e delle equazioni relative all'elettrolisi a bassa temperatura in soluzione acquosa è disponibile in (Tsotridis & Pilenga, 2018). La Figura 7-1 presenta i parametri operativi di quattro tecnologie di elettrolizzatori e la Figura 7-2 presenta i parametri di quattro modelli attualmente disponibili sul mercato. La Figura 7-3 elenca i parametri operativi di quattro tecnologie di celle a combustibile e la Figura 7-4 fornisce i parametri tecnici di quattro modelli attualmente disponibili sul mercato.

Tabella 7-1. Dati tecnici da letteratura per diverse tecnologie di elettrolizzatori (Nasser et al., 2022)

Tecnologia	PEM	AWE	AEM	SOE
Temperatura operativa	70 - 90 °C	65 - 100 °C	50 - 70 °C	650 - 1000 °C
Pressione operativa	15 - 30 bar	2 - 10 bar	up to 35 bar	<30 bar
Efficienza	67 - 84%	62 - 82%	-	90%
Durata	< 40.000 ore	< 90.000 ore	> 10.000 ore	< 40.000 ore
Tensione della cella	1,80 - 2,40 V	1,80 - 2,40 V	~ 1,85 V	0,95 - 1,30 V
Consumo energetico	4,5 - 7,5 kWh/Nm ³	4,5 - 7 kWh/Nm ³	~ 4,8 kWh/Nm ³	2,5 - 3,5 kWh/Nm ³
Durata dell'avviamento	<15 minuti	15 minuti	-	>60 minuti

Tabella 7-2. Schede tecniche per diversi modelli di elettrolizzatori disponibili sul mercato

Modello	Silyzer 200 PEM Siemens Energy	Pressurized alkaline electrolysis McLyzer 200 AWE	AEM NEXUS 1000 (Enapter)	SOE HSL-25 (H2Electro)
Classe di potenza	1,25 MW	1 MW	968 kW	25 kW
Durata	> 80.000 ore	>20 anni	-	-
Portata nominale H ₂	20 kg/h 225 Nm ³ /h	200 Nm ³ /h	210 Nm ³ /h 453 kg/24 h (O ₂ flow= 105 Nm ³ /h)	15,4 kg/24 h 7,1 Nm ³ /h
Temperatura operativa	-	-	-	800-850°C
Purezza H ₂	99,5% - 99,9%	>99,998% dopo pulizia del gas	99,95%	-
Pressione di erogazione H ₂	Fino a 35 bar	27 a 30 bar	Fino a 35 bar	-
Consumo	-	4,7 kWh/Nm ³ (DC) 5,1 kWh/Nm ³ (AC)	4,6 kWh/Nm ³ H ₂	-
Efficienza	-	-	51,3 kWh/kgH ₂	86%
Campo operativo	-	20 - 100 %	1 - 100%	-
Tempo di reazione	<10 sec tempo di avvio (da stand-by freddo)	<30s da hot stand-by al 100% del carico elettrico	0 - 100% in 135s (avvio a caldo) 0 - 100% in 25 min (avvio a freddo)	-
Ramp-up	-	>5%/s	-	-
Ramp-down	-	20%/s	-	-
Elettrolita	-	Soluzione acquosa KOH al 30%	-	-
Citazione	(Siemens Energy, 2020)	(McPhy, 2023)	(Enapter Handbook, 2026)	(H2Electro, s.d.)

Tabella 7-3. Dati tecnici da letteratura per diversi modelli di celle a combustibili (GenCell, s.d.)

Tecnologia della Cella a Combustibile	PEMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Temperatura operativa	<120°C	150 - 200°C	600 - 700°C	500 - 1000°C
Dimensione tipica dello stack	<1 - 100 kW	5 - 400 kW, 100 kW modulo	300 kW - 3 MW, 300 kW modulo	1 kW - 2 MW
Efficienza	60% idrogeno diretto; 40% combustibile riformato	40%	50%	60%
Tempo di avviamento	< 1 minuti	-	10 minuti	60 minuti

Tabella 7-4. Schede tecniche per diversi modelli di Fuel Cell disponibili sul mercato

Modello di Cella a Combustibile	HyModule S8 (PEMFC) Proton Motor Fuel Cell GmbH	Hyaxiom Pure Cell Model 400 Hydrogen (PAFC)	1500 Carbonate Fuel Cell System (MCFC) FuelCell Energy	SolydEra G8X (SOFC) SolydEra
Temperatura operativa	-	-	-	650 - 800°C
Dimensione dello stack	8,4 kW	440 kW	1.250 kW	10 kW
Efficienza	<57%	90%	50%	63%
Pressione di alimentazione dell'idrogeno	1,5 – 7,5 bar	-	15 – 20 psig	-
Consumo di idrogeno	0,6 kg/h	26.4 kg/h	9,250 SCFH (miscela combustibile 0 – 50% idrogeno)	-
Voltaggio	-	480 VAC	480 VAC	>120V
Durata	-	-	-	60.000 h
Citazione	(Proton Motor, 2023)	(HyAxiom, 2023)	(FuelCell Energy, 2026)	(SolydEra, s.d.)

7.2.5 SICUREZZA E NORMATIVE

Ci sono diverse questioni legate alla sicurezza sull'utilizzo, stoccaggio e trasporto dell'idrogeno dovute alle sue caratteristiche, per citare le più rilevanti (Calabrese et al., 2024):

- Elevata reattività a causa alle sue particolari proprietà chimico-fisiche;
- Bassa energia di accensione: un ordine di grandezza inferiore a quella degli idrocarburi;
- Tendenza all'evaporazione: ciò può causare problemi di sicurezza e perdite economiche;
- Ampi limiti di infiammabilità: 4-75% in aria, molto ampi rispetto al metano (diversa categoria ATEX);
- Transizione da deflagrazione a detonazione: la transizione può avvenire facilmente ed è spesso osservata nel caso di un high-scale-system;
- Elevata velocità di combustione: la velocità di combustione laminare è significativamente superiore a quella di molti altri combustibili;
- L'idrogeno è incolore, inodore e insapore: gli additivi non possono essere aggiunti facilmente;
- Elevata reattività con i materiali (infragilimento): sono necessari ingenti investimenti per l'indagine dei materiali;
- Bassa densità e diffusività del gas: comportamento particolare in caso di rilascio, e può stratificarsi nella parte superiore di spazi confinati.

Negli ultimi 50 anni ci sono stati 208 grandi incidenti legati all'idrogeno. È possibile catalogare il tipo di evento iniziale che ha portato alla perdita di idrogeno negli incidenti e la causa di questi eventi in Figura 7-12 e Figura 7-13, rispettivamente.

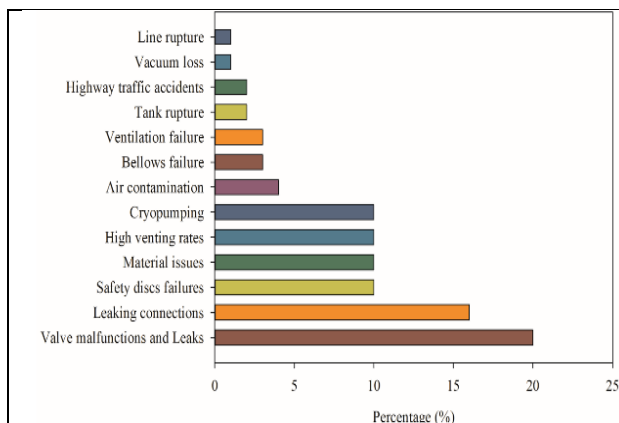


Figura 7-12. Evento iniziale che ha portato ad una perdita di idrogeno (Calabrese et al., 2024)

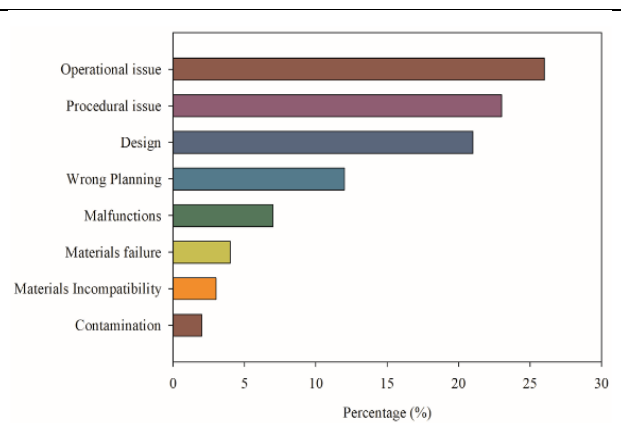


Figura 7-13. Categoria dell'incidente della perdita di idrogeno (Calabrese et al., 2024)

Per la produzione, l'utilizzo, P2H2P processo ci sono vari standard europei da dover rispettare, elencati nel Tabella 7-5 (Calabrese et al., 2024).

Tabella 7-5. Standard europei per le fasi del processo P2H2P

Fase della Catena del Valore dell'Idrogeno	Standard Europei
Produzione (elettrolisi)	CEN-CENELEC
Stoccaggio e trasporto (pipeline, stoccaggio, serbatoio criogenico)	ISO 19884-1, EIGA Doc: 171/23, 15/21, 121/14, 6/19; SAE J2579/1; NFPA 55:2025; NFPA 2:2023.
Uso finale (mobilità a celle a combustibile, rifornimento)	ISO 19880-1:2020, ISO 14687:2025; SAE J2579/1; CEN-CENELEC
Controllo di processo (sensori e rilevatori)	IEC 60079-29-1:2016; SAE J3089:2018; CEN-CENELEC; EN ISO 26142:2010; NFPA 2.

7.3 DATI ECONOMICI

I CAPEX e O&M principali di un impianto a P2H2P vengono sostenuti per l'installazione, manutenzione e gestione degli elettrolizzatori e celle a combustibile.

I CAPEX of the electrolyzer system consists of the following costs (European Hydrogen Observatory, 2024):

- Stack: Le celle di elettrolisi e i rispettivi componenti.
- BoP: Il raddrizzatore, il trasformatore direttamente collegato al raddrizzatore, la separazione gas/liquido, l'alimentazione acqua/liscivia, la purificazione del gas, il raffreddamento dell'acqua, la purificazione dell'acqua, il sistema di controllo e il contenitore del gas e il compressore.
- Engineering, Procurement and Construction costs: l'installazione delle apparecchiature; ingegneria civile; progettazione, approvvigionamento e gestione dei progetti; spedizione dei prodotti; e alloggi in cantiere.

Un dato importante da considerare è il costo livellato della produzione di idrogeno tramite elettrolizzatori usando energia da fonti rinnovabili. Questo valore si attesta per l'UE intorno ai 6,61€/kgH₂ (European Hydrogen Observatory, 2024). Tabella 7-6 fornisce i valori relativi a CAPEX e OPEX tratti dalla letteratura per quattro configurazioni chimiche di elettrolizzatori. La Tabella 7-7 riporta gli stessi dati economici per 4 configurazioni chimiche di celle a combustibile.

Tabella 7-6. Dati economici da letteratura per diversi modelli dell'elettrolizzatore

Tecnologia	PEM	AWE	AEM	SOE
CAPEX	1.970 €/kW	1.666 €/kW	1.000 \$/kW	1.192 €/kW
OPEX [€/year]	64 €/kW/yr	43 €/kW/yr	0,5% CAPEX	3% CAPEX
Citazione	(European Hydrogen Observatory, 2024)		(James et al., 2024)	(Bühler & Möst, 2025)

Tabella 7-7. Dati economici da letteratura per diversi modelli delle fuel cell

Tecnologia	PEMFC	SOFC	PAFC	MCFC
CAPEX	2500€/kW	10,000 €/kW	4000-5000 €/kW	4000-6000€/kW
OPEX [€/year]	0.1€/kWh	0.1€/kWh	1.4% CAPEX	1.4% CAPEX
Citazione	(Clean Hydrogen Partnership, 2022)		(Cigolotti et al., 2021)	

7.4 IMPATTI AMBIENTALI

Le LCA possono essere applicate ai componenti del sistema P2H2P. La

Tabella 7-8 riporta i valori relativi ai punti critici di controllo (CCP), alla scarsità delle risorse minerarie, al potenziale di tossicità per l'uomo (cancro) e all'acidificazione terrestre per le composizioni chimiche delle celle elettrolitiche AWE, PEM, SOEC e AEM e per le composizioni chimiche delle celle a combustibile PEMFC, SOFC e MCFC. Come discusso nella Sezione 1.2.2, le fasi incluse nelle categorie di confine "dalla culla al cancello" e "dalla culla alla tomba" variano a seconda delle LCA e si suggerisce al lettore di approfondire la citazione per i dettagli specifici dei confini.

Tabella 7-8. Indicatori del ciclo di vita per ogni modello di elettrolizzatore e Fuel cell

Tecnologia	Chimica	CCP/FU	Scarsità di Risorse Abiotiche/Unità Funzionale	Salute Umana/ Unità Funzionale	Salute dell'Ecosistema/ Unità Funzionale	Unità Funzionale	Citazione
Elettrolizzatore	AWE	778 t CO _{2eq}	MRS: 121 t Cu _{eq}	HTP _c : 1.917 t 1,4 DCB _{eq}	-	1 elemento: sistema AWE da 5 MW	(Hoppe & Minke, 2025)
	PEMEC	1.800 kg CO _{2eq}	MRS: 460 kg Cu _{eq}	HTP _c : 230 kg 1,4 DCB _{eq} HTP _{nc} : 29.000 kg 1,4 DCB _{eq}	TA: 130 kg SO _{2eq}	1 m ² dell'area dello stack	(G. Zhao et al., 2020)
	SOEC	109,3 kg CO _{2eq}	MRS: 6,5 kg Cu _{eq}	HTP _c : 21 kg 1,4 DCB _{eq} HTP _{nc} : 1.800 kg 1,4 DCB _{eq}	TA: 23 kg SO _{2eq}	-	
	AEM	99,2 kg CO _{2eq}	ASR: 3.359 ELU	HH: 2,5 x10 ⁻⁴ DALY	EQ: 44,8 PDFm ² yr	Stack da 1 kW	(Wei et al., 2024)
Cella a combustibile	PEMFC	112 kg CO _{2eq}	ADP: 1,9 x10 ⁻³ kg Sb _{eq}	HTP: 228 kg DCB _{eq}	AP: 2,1 kg SO _{2eq}	1 kWe di PEMFC e 20.000 h di funzionamento Elettrolisi dell'H ₂ usato	(Stropnik et al., 2019)
	SOFC	0.6 kg CO _{2eq}	FRS: 5,46 x10 ⁻³ kg oil _{eq}	HTP _c : 5,3 x10 ⁻² kg 1,4 DCB _{eq} HTP _{nc} : 3,3 x10 ⁻² kgDCB-e	TA: 5 x10 ⁻⁴ kg SO _{2eq}	1 kWh di elettricità prodotta	(Naeini et al., 2022)
	MCFC	0,3 kg CO _{2eq}	ADP: 1,9 x10 ⁻³ kg Sb _{eq}	-	AP: 3,05 x10 ⁻⁴ kg SO _{2eq}	1 kWh di elettricità prodotto da MCFC da 2.5 MW	(Kim et al., 2021)

ELU = Unità di carico ambientale, DALY = Anni di vita aggiustati per disabilità, DCB = Diclorobenzene, HTP_c = Potenziale di tossicità per l'uomo, cancerogeno, HTP_{nc} = Potenziale di tossicità per l'uomo, non cancerogeno, TA = Acidificazione terrestre, EQ = Qualità ambientale, ABS = Risorse abiotiche di base, ABD = Potenziale di esaurimento abiotico, elementi, MRS = Scarsità di risorse minerarie, AP = Potenziale di acidificazione, FRS = Scarsità di risorse fossili

7.4.1 GESTIONE DI FINE VITA E CIRCOLARITÀ

L'attenzione sul fine vita si concentra attualmente sugli elettrolizzatori PEM e sulle celle a combustibile, per la difficoltà nel reperire una quantità sufficiente delle materie prime critiche contenute. Le tecnologie PEM contengono numerosi materiali critici come titanio, nichel, grafite naturale, manganese e metalli del gruppo del platino (PGMs, platinum-group metals). Date le quantità e il rischio valutato, attualmente i PGMs sono gli unici classificati come "ad alto rischio" dalla Commissione europea. Sul piano tecnico il riciclo è già fattibile per circa il 90 % dei materiali di uno stack grazie a catene idrometallurgiche europee capaci di restituire PGMs di qualità elevata; sono in fase di sperimentazione watermark digitali e product passport che consentono di identificare la composizione prima del trattamento. Pochissimi stack PEM hanno già raggiunto la fine-vita. Flussi EoL economicamente interessanti emergeranno solo nella seconda metà degli anni 2030, quando la capacità installata avrà generato sufficiente scarto. Le strategie di riparazione e riutilizzo sono studiate in modo molto meno dettagliato. I progetti attuali dell'Iniziativa Europea per il Clean Hydrogen e della UE si concentrano sull'eco-design dei prodotti a celle a combustibile e a idrogeno per facilitare la futura riparabilità e scambiabilità dei sottocomponenti (Axt et al., 2025).

8 BIBLIOGRAFIA

- A. Robinson, S., & Meindl, G. A. (2019). Potential for leaching of heavy metals and metalloids from crystalline silicon photovoltaic systems. *Journal of Natural Resources and Development*, 9, 19–24. <https://doi.org/10.5027/jnrd.v9i0.02>
- Aeolos Wind Turbine. (s.d.). *Aeolos Wind Turbines For Sale*. Recuperato <https://www.windturbinestar.com/products.html>
- Akyüz, E. S., Telli, E., & Farsak, M. (2024). Hydrogen generation electrolyzers: Paving the way for sustainable energy. *International Journal of Hydrogen Energy*, 81, 1338–1362. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.07.175>
- Alam, E., & Xu, X. (2023a). Life cycle assessment of photovoltaic electricity production by mono-crystalline solar systems: A case study in Canada. *Environmental Science and Pollution Research*, 30(10), 27422–27440. <https://doi.org/10.1007/s11356-022-24077-3>
- Alam, E., & Xu, X. (2023b). Life cycle assessment of photovoltaic electricity production by mono-crystalline solar systems: A case study in Canada. *Environmental Science and Pollution Research*, 30(10), 27422–27440. <https://doi.org/10.1007/s11356-022-24077-3>
- Al-Bahadly, I. H., & Peterse, A. F. T. (2011). A Ducted Horizontal Wind Turbine for Efficient Generation. In I. H. Al-Bahadly (A c. Di), *Wind Turbines*. InTech. <https://doi.org/10.5772/15050>
- Ali, A., Koch, T. W., Volk, T. A., Malmsheimer, R. W., Eisenbies, M. H., Kloster, D., Brown, T. R., Naim, N., & Therasme, O. (2022). The Environmental Life Cycle Assessment of Electricity Production in New York State from Distributed Solar Photovoltaic Systems. *Energies*, 15(19), 7278. <https://doi.org/10.3390/en15197278>
- Amor, M. B., Lesage, P., Pineau, P.-O., & Samson, R. (2010). Can distributed generation offer substantial benefits in a Northeastern American context? A case study of small-scale renewable technologies using a life cycle methodology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(9), 2885–2895. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.08.001>
- An, M., & Sun, X. (2024). Carbon footprints of solar panels in China provinces based on different production and waste treatment scenarios. *Journal of Cleaner Production*, 435, 140453. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.140453>
- Andreasi Bassi, S., Biganzoli, F., Ferrara, N., Amadei, A., Valente, A., Sala, S., & Ardente, F. (2023). *Updated characterisation and normalisation factors for the Environmental Footprint 3.1 method* (No. JRC130796). Publications Office of the European Union. <https://doi.org/10.2760/798894>
- Arsalis, A., Papanastasiou, P., & Georghiou, G. E. (2022). A comparative review of lithium-ion battery and regenerative hydrogen fuel cell technologies for integration with photovoltaic applications. *Renewable Energy*, 191, 943–960. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.04.075>
- Aryan, V., Font-Brucart, M., & Maga, D. (2018a). A comparative life cycle assessment of end-of-life treatment pathways for photovoltaic backsheets. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 26(7), 443–459. <https://doi.org/10.1002/pip.3003>
- Aryan, V., Font-Brucart, M., & Maga, D. (2018b). A comparative life cycle assessment of end-of-life treatment pathways for photovoltaic backsheets. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 26(7), 443–459. <https://doi.org/10.1002/pip.3003>
- Athena Sustainable Materials Institute. (2025). *LCA, LCI, LCIA, LCC: What's the Difference?* <https://www.athenasmi.org/resources/about-lca/whats-the-difference/>
- Axt, M., Baldassarre, B., & Kirchherr, J. (2025). Towards greater circularity in the hydrogen technology value chain. *Ecological Economics*, 236, 108679. <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2025.108679>
- Azeumo, M. F., Germana, C., Ippolito, N. M., Franco, M., Luigi, P., & Settimio, S. (2019). Photovoltaic module recycling, a physical and a chemical recovery process. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 193, 314–319. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2019.01.035>
- Bahtiarian, M. (2020). Noise evaluations of solar energy facilities. *INTER-NOISE and NOISE-CON Congress and Conference Proceedings*. NoiseCon20.

- Ball, I., Berg, L., Marc J. Buiting, Courret, D., David, L., Denis, V., Dewitte, M., Henke, A., Waldemar, J., Siegfried Jawaid, T., Münch-Alligné, C., Lorenzo Papetti, L., Pelikan, B., Richard, S., Rutschmann, P., Sagnes, P., & Steller, J. (2020). *HYPOSO - Small hydropower technologies – European state-of-the-art innovations*.
- Bamisile, O., Acen, C., Cai, D., Huang, Q., & Staffell, I. (2025). The environmental factors affecting solar photovoltaic output. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 208, 115073. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.115073>
- Banerjee, S., Sarkar, K., Das, H. S., Maity, H., & Bidwe, R. V. (2024). A Brief Review of TOPCon Solar Cell and its Future Perspectives. *2024 IEEE International Conference on Communication, Computing and Signal Processing (IICCCS)*, 1–4. <https://doi.org/10.1109/IICCCS61609.2024.10763724>
- Barbosa De Mattos, D. F., Duda, S., & Petranikova, M. (2025). Recycling of Lithium Iron Phosphate (LiFePO₄) Batteries from the End Product Quality Perspective. *Batteries*, 11(1), 33. <https://doi.org/10.3390/batteries11010033>
- Bare, J. (2012). *Tool for the Reduction and Assessment of Chemical and Other Environmental Impacts (TRACI) TRACI version 2.1 User's Guide* (EPA/600/R-12/554; Versione Version 2.1). U.S. EPA. <http://nepis.epa.gov/Adobe/PDF/P100HN53.pdf>
- Barron-Gafford, G. A., Pavao-Zuckerman, M. A., Minor, R. L., Sutter, L. F., Barnett-Moreno, I., Blackett, D. T., Thompson, M., Dimond, K., Gerlak, A. K., Nabhan, G. P., & Macknick, J. E. (2019). Agrivoltaics provide mutual benefits across the food–energy–water nexus in drylands. *Nature Sustainability*, 2(9), 848–855. <https://doi.org/10.1038/s41893-019-0364-5>
- Bashmakov, I. A., Nilsson, L. J., Acquaye, A., Bataille, C., Cullen, J. M., de la Rue du Can, S., Fischedick, Geng, Y., & Tanaka, K. (2023). Industry. In Intergovernmental Panel On Climate Change (Ipcc) (A c. Di), *Climate Change 2022—Mitigation of Climate Change* (1^a ed., pp. 1161–1244). Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009157926.013>
- Battery 2030+. (2025). *Objectives*. <https://battery2030.eu/battery2030/about-us/objectives/>
- Battery Ordinance, BGBl. II No. 159/2008 (2008). <https://www.ris.bka.gv.at/eli/bgbl/II/2008/159/20080515>
- Battery Regulation Amendment 2021, BGBl. II No. 311/2021 (2021). <https://doi.org/https://www.ris.bka.gv.at/eli/bgbl/II/2021/311/20210707>
- Becchetti, L., & Salustri, F. (2025). Renewable energy communities and the ecological transition: A game theoretic bargaining approach. *Utilities Policy*, 96, 102006. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2025.102006>
- Beijing Epsolar Technology Co. LTD. (s.d.). *Battery*. EPEVER. Recuperato <https://www.epever.com/product-category/battery/>
- Besiou, M., & Van Wassenhove, L. N. (2016). Closed-Loop Supply Chains for Photovoltaic Panels: A Case-Based Approach. *Journal of Industrial Ecology*, 20(4), 929–937. <https://doi.org/10.1111/jiec.12297>
- Beylot, A., Payet, J., Puech, C., Adra, N., Jacquin, P., Blanc, I., & Beloin-Saint-Pierre, D. (2014). Environmental impacts of large-scale grid-connected ground-mounted PV installations. *Renewable Energy, World Renewable Energy Congress – Sweden, 8–13 May, 2011, Linköping, Sweden*, 61, 2–6. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.04.051>
- Bianchini, A., Bangga, G., Baring-Gould, I., Croce, A., Cruz, J. I., Damiani, R., Erfort, G., Simao Ferreira, C., Infield, D., Nayeri, C. N., Pechlivanoglou, G., Runacres, M., Schepers, G., Summerville, B., Wood, D., & Orrell, A. (2022). Current status and grand challenges for small wind turbine technology. *Wind Energy Science*, 7(5), 2003–2037. <https://doi.org/10.5194/wes-7-2003-2022>
- Bielewski, M., Pfrang, A., Bobba, S., Kronberga, A., Georgakaki, A., Letout, S., Kuokkanen, A., Mountraki, A., Ince, E., Shtjefni, D., Joanny, G., Eulaerts, O., & Grabowska, M. (2022). *Clean Energy Technology Observatory, Batteries for energy storage in the European Union: Status report on technology development, trends, value chains and markets : 2022*. (No. JRC130724). Publications Office of the European Union. <https://data.europa.eu/doi/10.2760/808352>
- Blaabjerg, F., & Ma, K. (2017). Wind Energy Systems. *Proceedings of the IEEE*, 105(11), 2116–2131. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2017.2695485>

- Blaydes, H., Potts, S. G., Whyatt, J. D., & Armstrong, A. (2021). Opportunities to enhance pollinator biodiversity in solar parks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 145, 111065. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111065>
- Bódis, K., Kougiyas, I., Jäger-Waldau, A., Taylor, N., & Szabó, S. (2019). A high-resolution geospatial assessment of the rooftop solar photovoltaic potential in the European Union. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 114, 109309. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109309>
- Bogacka, M., Pikoń, K., & Landrat, M. (2017). Environmental impact of PV cell waste scenario. *Waste Management*, 70, 198–203. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2017.09.007>
- Bolinger, M., & Bolinger, G. (2022a). Land Requirements for Utility-Scale PV: An Empirical Update on Power and Energy Density. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 12(2), 589–594. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2021.3136805>
- Bolinger, M., & Bolinger, G. (2022b). Land Requirements for Utility-Scale PV: An Empirical Update on Power and Energy Density. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 12(2), 589–594. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2021.3136805>
- Bor, A., & Üçtuğ, F. G. (2022). Environmental and economic life cycle assessment of a run-of-the-river type hydroelectricity power plant in Turkey. *Environmental Progress & Sustainable Energy*, 41(1), e13716. <https://doi.org/10.1002/ep.13716>
- Borerwe, C., & Longe, O. M. (2025). Techno-economic analysis of large-scale battery energy storage system for stationary applications in South Africa. *Engineering Research Express*, 7(1), 012301. <https://doi.org/10.1088/2631-8695/ad9ce9>
- Bošnjaković, M., Santa, R., Crnac, Z., & Bošnjaković, T. (2023). Environmental Impact of PV Power Systems. *Sustainability*, 15(15), Articolo 15. <https://doi.org/10.3390/su151511888>
- Botejara-Antúnez, M., Prieto-Fernández, A., González-Domínguez, J., Sánchez-Barroso, G., & García-Sanz-Calcedo, J. (2024). Life cycle assessment of a LiFePO₄ cylindrical battery. *Environmental Science and Pollution Research*, 31(46), 57242–57258. <https://doi.org/10.1007/s11356-024-32543-3>
- Boucher, Q., Guimaraes, L., & Leitao, A. (2020). D11.1—Common Methodology to Assess Cost of Hydroelectric Flexible Technologies (p. 36). Supergrid Institute.
- British Hydropower Association. (2026). *Types of Hydropower*. https://british-hydro.org/types-of-hydro/#:~:text=Hydropower%20is%20usually%20defined%20by%20its%20size%2C,Run%2Dof%2Driver%20schemes%20*%20Conventional%20schemes%20*%20Dams
- Brivio, E., Danelli, A., & Girardi, P. (2024). Ground-mounted or residential rooftop photovoltaic plant – European production or Chinese production: Which is the most environmentally sustainable system? A case study in Italy. *EPJ Photovoltaics*, 15, 8. <https://doi.org/10.1051/epjpv/2024005>
- Buchmann. (2022, marzo 1). BU-410: Charging at High and Low Temperatures. Battery University. <https://www.batteryuniversity.com/article/bu-410-charging-at-high-and-low-temperatures/>
- Buchmann. (2023a, dicembre 11). BU-501a: Discharge Characteristics of Li-ion. Battery University. <https://www.batteryuniversity.com/article/bu-501a-discharge-characteristics-of-li-ion/>
- Buchmann, I. (2021, novembre 4). BU-908: Battery Management System (BMS). Battery University. <https://www.batteryuniversity.com/article/bu-908-battery-management-system-bms/>
- Buchmann, I. (2023b, aprile 13). BU-306: What is the Function of the Separator? Battery University. <https://www.batteryuniversity.com/article/bu-306-what-is-the-function-of-the-separator/>
- Buerhop-Lutz, C., Stroyuk, O., Pickel, T., Winkler, T., Hauch, J., & Peters, I. M. (2021). PV modules and their backsheets—A case study of a Multi-MW PV power station. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 231, 111295. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2021.111295>
- Bühler, L., & Möst, D. (2025). Projecting technological advancement of electrolyzers and the impact on the competitiveness of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 98, 1174–1184. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.12.078>
- Bukhary, S., Ahmad, S., & Batista, J. (2018). Analyzing land and water requirements for solar deployment in the Southwestern United States. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 3288–3305. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.016>

- Calabrese, M., Portarapillo, M., Di Nardo, A., Venezia, V., Turco, M., Luciani, G., & Di Benedetto, A. (2024). Hydrogen Safety Challenges: A Comprehensive Review on Production, Storage, Transport, Utilization, and CFD-Based Consequence and Risk Assessment. *Energies*, 17(6), 1350. <https://doi.org/10.3390/en17061350>
- Camera di Commercio Pordenone - Udine. (2026, aprile 28). *Criteri e modalità*. <https://www.pnud.camcom.it/amministrazione-trasparente/sovvenzioni-contributi-sussidi-vantaggi-economici/criteri-e-modalita>
- Carvalho, M. L., Temporelli, A., & Girardi, P. (2021). Life Cycle Assessment of Stationary Storage Systems within the Italian Electric Network. *Energies*, 14(8), Articolo 8. <https://doi.org/10.3390/en14082047>
- Chadly, A., Moawad, K., Salah, K., Omar, M., & Mayyas, A. (2024). State of global solar energy market: Overview, China's role, Challenges, and Opportunities. *Sustainable Horizons*, 11, 100108. <https://doi.org/10.1016/j.horiz.2024.100108>
- Chen, W., Hong, J., Yuan, X., & Liu, J. (2016). Environmental impact assessment of monocrystalline silicon solar photovoltaic cell production: A case study in China. *Journal of Cleaner Production*, 112, 1025–1032. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2015.08.024>
- Choi, J.-W., Shim, H.-W., Kim, H.-I., Kim, S., Tran, D. T., & Bae, M. (2025). Toward closed-loop hydrometallurgy: A critical review of wastewater reuse strategies for end-of-life LiFePO₄ battery recycling. *Green Chemistry*, 27(35), 10423–10443. <https://doi.org/10.1039/D5GC02987B>
- Chowdhury, Md. S., Rahman, K. S., Chowdhury, T., Nuthammachot, N., Techato, K., Akhtaruzzaman, Md., Tiong, S. K., Sopian, K., & Amin, N. (2020). An overview of solar photovoltaic panels' end-of-life material recycling. *Energy Strategy Reviews*, 27, 100431. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100431>
- Cigolotti, V., Genovese, M., & Fragiaco, P. (2021). Comprehensive Review on Fuel Cell Technology for Stationary Applications as Sustainable and Efficient Poly-Generation Energy Systems. *Energies*, 14(16), 4963. <https://doi.org/10.3390/en14164963>
- Clean Hydrogen Partnership. (2022). *Strategic Research and Innovation Agenda 2021 – 2027*. https://www.clean-hydrogen.europa.eu/document/download/8a35a59b-a689-4887-a25a-6607757bbd43_en?filename=Clean%20Hydrogen%20JU%20SRIA%20-%20approved%20by%20GB%20-%20clean%20for%20publication%20%28ID%2013246486%29.pdf
- Collins, K., Powell, B., & Anctil, A. (2015). Life cycle assessment of silicon solar panels manufacturing in the United States. 2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), 1–4. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2015.7356393>
- Contemporary Amperex Technology Co., Limited. (2024, gennaio 22). *Lithium iron phosphate battery cell-280Ah*. <https://www.epditaly.it/epd/lithium-iron-phosphate-battery-cell-280ah/>
- Corà, E., Jacques Fry, J., Bachhiesl, M., & Schleiss, A. (2020). *Hydropower Technologies: The state-of-the-art* (Nos. WP4-DIRp-02; V4.2, p. 87). Hydropower Europe. <https://hydropower-europe.eu/uploads/news/media/The%20state%20of%20the%20art%20of%20hydropower%20in%20industry-1600164483.pdf>
- Corigliano, O., Pagnotta, L., & Fragiaco, P. (2022). On the Technology of Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) Energy Systems for Stationary Power Generation: A Review. *Sustainability*, 14(22), 15276. <https://doi.org/10.3390/su142215276>
- Council of the EU and the European Council. (2026, marzo 11). *How is EU electricity produced and sold?* EU Consilium. <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/how-is-eu-electricity-produced-and-sold/#0>
- Cristea, M., Cristea, C., Tîrnovan, R.-A., & Şerban, F. M. (2025). Levelized Cost of Energy (LCOE) of Different Photovoltaic Technologies. *Applied Sciences*, 15(12), 6710. <https://doi.org/10.3390/app15126710>
- Cutaia, L., Barberio, G., Luciani, R., & De Angelis, D. (2014). *Valutazioni di ciclo di vita di batterie al litio* (RdS/PAR2013/195). Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA). <https://www.ricercasistematica.enea.it/archivio->

documenti.html?task=download.send&id=4259:valutazioni-di-ciclo-di-vita-di-batterie-al-litio&catid=417

- Damiani, M., Sinkko, T., Caldeira, C., Tosches, D., Robuchon, M., & Sala, S. (2023). Critical review of methods and models for biodiversity impact assessment and their applicability in the LCA context. *Environmental Impact Assessment Review*, 101, 107134. <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2023.107134>
- DAS SOLAR CO., LTD. (2023). *Environmental Product Declaration Crystalline Silicon Photovoltaic (PV) Modules* (No. EPDITALY0501). <https://www.epditaly.it/en/epd/crystalline-silicon-photovoltaic-pv-modules/>
- De Simón-Martín, M., Díez-Mediavilla, M., Alonso-Tristán, C., & 1 Energy Resources' Smart Management (ERESMA) Research Group, Department of Electric, Systems and Automatics Eng., University of León, Campus de Vegazana s/n, León, 24071, Spain. (2017a). Real Energy Payback Time and Carbon Footprint of a GCPVS. *AIMS Energy*, 5(1), 77–95. <https://doi.org/10.3934/energy.2017.1.77>
- De Simón-Martín, M., Díez-Mediavilla, M., Alonso-Tristán, C., & 1 Energy Resources' Smart Management (ERESMA) Research Group, Department of Electric, Systems and Automatics Eng., University of León, Campus de Vegazana s/n, León, 24071, Spain. (2017b). Real Energy Payback Time and Carbon Footprint of a GCPVS. *AIMS Energy*, 5(1), 77–95. <https://doi.org/10.3934/energy.2017.1.77>
- De Souza, R. A., & Veit, H. M. (2023). Study of electrostatic separation to concentrate silver, aluminum, and silicon from solar panel scraps. *Circular Economy*, 2(1), 100027. <https://doi.org/10.1016/j.cec.2023.100027>
- Decreto Legislativo 42/2017, 42/2017 (2017). <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2017/04/4/17G00055/sg>
- Degen, F., Winter, M., Bendig, D., & Tübke, J. (2023). Energy consumption of current and future production of lithium-ion and post lithium-ion battery cells. *Nature Energy*, 8(11), 1284–1295. <https://doi.org/10.1038/s41560-023-01355-z>
- Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore (1997). <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/1997/12/01/097A9602/sg>
- Dewitte, M. (2018). *Fishfriendly Innovative Technologies for Hydropower*. https://www.researchgate.net/profile/Laurent-David-5/publication/351093204_A_List_of_solutions_models_tools_and_devices_their_application_range_on_a_regional_and_overall_level_the_identified_knowledge_gaps_and_the_recommendations_to_fill_these/links/6085987a881fa114b42b05ed/A-List-of-solutions-models-tools-and-devices-their-application-range-on-a-regional-and-overall-level-the-identified-knowledge-gaps-and-the-recommendations-to-fill-these.pdf
- Dias, P., Javimczik, S., Benevit, M., Veit, H., & Bernardes, A. M. (2016). Recycling WEEE: Extraction and concentration of silver from waste crystalline silicon photovoltaic modules. *Waste Management*, 57, 220–225. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2016.03.016>
- Dias, P. R., Schmidt, L., Chang, N. L., Monteiro Lunardi, M., Deng, R., Trigger, B., Bonan Gomes, L., Egan, R., & Veit, H. (2022). High yield, low cost, environmentally friendly process to recycle silicon solar panels: Technical, economic and environmental feasibility assessment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 169, 112900. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112900>
- Directive 2008/98/EC (2008). <http://data.europa.eu/eli/dir/2008/98/2018-07-05>
- Directorate-General for Environment. (2025, luglio 4). *Circular Economy: New rules to boost recycling efficiency and material recovery from waste batteries*. https://environment.ec.europa.eu/news/new-rules-boost-recycling-efficiency-waste-batteries-2025-07-04_en
- Directorate-General for Research and Innovation. (2024, luglio 16). *Six Companies Selected from Europe and India during Battery Recycling Technologies Matchmaking Event*.
- Direttiva 2002/49/CE (2002). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02002L0049-20210729>

- Divya, A., Adish, T., Kaustubh, P., & Zade, P. S. (2023). Review on recycling of solar modules/panels. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 253, 112151. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2022.112151>
- Dolgun, G. K., Koşan, M., Kayfeci, M., Georgiev, A. G., & Keçebaş, A. (2023). Life Cycle Assessment and Cumulative Energy Demand Analyses of a Photovoltaic/Thermal System with MWCNT/Water and GNP/Water Nanofluids. *Processes*, 11(3), 832. <https://doi.org/10.3390/pr11030832>
- Duan, Y., Guo, F., Gardy, J., Xu, G., Li, X., & Jiang, X. (2024). Life cycle assessment of polysilicon photovoltaic modules with green recycling based on the ReCiPe method. *Renewable Energy*, 236, 121407. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.121407>
- EG&G Technical Services, Inc. (2004). *Fuel Cell Handbook*. <https://www.netl.doe.gov/sites/default/files/netl-file/FCHandbook7.pdf>
- Elamri, Y., Cheviron, B., Mange, A., Dejean, C., Liron, F., & Belaud, G. (2018a). Rain concentration and sheltering effect of solar panels on cultivated plots. *Hydrology and Earth System Sciences*, 22(2), 1285–1298. <https://doi.org/10.5194/hess-22-1285-2018>
- Elamri, Y., Cheviron, B., Mange, A., Dejean, C., Liron, F., & Belaud, G. (2018b). Rain concentration and sheltering effect of solar panels on cultivated plots. *Hydrology and Earth System Sciences*, 22(2), 1285–1298. <https://doi.org/10.5194/hess-22-1285-2018>
- Electrical Engineering Portal. (2023, maggio 29). *Complete Guide to Photovoltaic Plants*. <https://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/alternative-energy/photovoltaic-plants>
- Enapter Handbook. (2026). *AEM Nexus*. https://handbook.enapter.com/electrolyser/aem_nexus/
- ENEL. (2023). *Energy Communities: Citizens and territory join together for the energy transition*. <https://corporate.enel.it/en/stories/articles/2023/07/energy-communities>
- Energy Srl. (s.d.). *US3000C Pylontech Litio Moduli da 3,55 kWh*. Recuperato <https://www.vpsolar.com/download/catalog/Storage/Pylontech/US3000C-Pylontech-datasheet-IT.pdf>
- Engelec Energy. (s.d.). *EN-10KW-H Vertical Axis Wind Turbine Generator VAWT*. Recuperato <http://www.engelecenergy.com/vertical-axis-wind-turbine-generator-en-10kw-h-vawt.html>
- Environment Health & Safety. (2025a, febbraio 20). *Lithium Battery Guidance*. University of Michigan. <https://ehs.umich.edu/wp-content/uploads/2025/02/Lithium-Battery-Guidance.pdf>
- Environment Health & Safety. (2025b, febbraio 20). *Lithium Battery Guidance*. University of Michigan. <https://ehs.umich.edu/wp-content/uploads/2025/02/Lithium-Battery-Guidance.pdf>
- Ergowind. (2016). *Small Wind Turbines*. <http://ergowind.it/small-wind-turbines/?lang=en>
- Eriksson Berggren, S., Theresa Witt, Erika Van der Linden, Lisanne Saes, Edander Arvejord, L., David Heckenberg, Theresa Iglaue, Laura Sutinen, Emma Hanning, & Göran Melin. (2023). *Energy Communities*. Nordic Energy Research.
- Eucobat. (s.d.). *About us- Members*. Recuperato <https://www.eucobat.eu/about-us>
- European Central Bank. (2023). *Euro foreign exchange reference rates*. https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/euro_reference_exchange_rates/html/index.en.html
- European Central Bank. (2026). *Euro foreign exchange reference rates*. https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/euro_reference_exchange_rates/html/index.en.html
- European Commission. (s.d.). *Waste from Electrical and Electronic Equipment (WEEE)*. Environment. Recuperato https://environment.ec.europa.eu/topics/waste-and-recycling/waste-electrical-and-electronic-equipment-weee_en
- European Commission Eurostat. (2025). *Shedding light on energy in Europe*. Publications Office. <https://data.europa.eu/doi/10.2785/8045944>
- European Commission. Joint Research Centre. Institute for Environment and Sustainability. (2010). *International Reference Life Cycle Data System (ILCD) handbook: Framework and requirements for life*

- cycle impact assessment models and indicators. Publications Office.
<https://data.europa.eu/doi/10.2788/38719>
- European Commission, Joint Research Centre, Institute for Environment and Sustainability. (2012). *Characterisation factors of the ILCD Recommended Life Cycle Impact Assessment methods* (EUR 25167.). Publications Office of the European Union. <https://doi.org/10.2788/60825>
- European Court of Auditors. (2026). *Energy Communities Potential yet to be fulfilled*. European Court of Auditors. <https://doi.org/10.2865/2196623>
- European Hydrogen Observatory. (2024). *The European hydrogen market landscape*. <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/>
- European Investment Bank. (2025, gennaio 2). *Energie AG Hydropower Investments*. <https://www.eib.org/en/projects/all/20200755>
- European Space Agency. (2020, settembre 10). *Technology Readiness Level (TRL)*. Sci-ft. <https://sci.esa.int/s/8kjZ5MW>
- European Union. (2025a). *Powering the EU's future: Strengthening the battery industry*. [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2025/767214/EPRS_BRI\(2025\)767214_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2025/767214/EPRS_BRI(2025)767214_EN.pdf)
- European Union. (2025b). *Powering the EU's future: Strengthening the battery industry*. [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2025/767214/EPRS_BRI\(2025\)767214_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2025/767214/EPRS_BRI(2025)767214_EN.pdf)
- Fan, M., Yu, Z., Ma, W., & Li, L. (2021). Life Cycle Assessment of Crystalline Silicon Wafers for Photovoltaic Power Generation. *Silicon*, 13(9), 3177–3189. <https://doi.org/10.1007/s12633-020-00670-4>
- Fares, H., Pierrès, N. L., Chèze, D., & Wurtz, E. (2024). Energy Performance and Environmental Impact of Solar Photovoltaic, Thermal and Hybrid PVT Panels in an Individual House. *Proceedings of EuroSun 2024*, 1–12. <https://doi.org/10.18086/eurosun.2024.02.06>
- Farrell, C. C., Osman, A. I., Doherty, R., Saad, M., Zhang, X., Murphy, A., Harrison, J., Vennard, A. S. M., Kumaravel, V., Al-Muhtaseb, A. H., & Rooney, D. W. (2020). Technical challenges and opportunities in realising a circular economy for waste photovoltaic modules. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 128, 109911. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109911>
- Feldman, D., Zuboy, J., Dummit, K., Stright, D., Heine, M., Grossman, S., Narayanaswami, M., & Margolis, R. (2024, ottobre 30). *Fall 2024 Solar Industry Update*. <https://docs.nrel.gov/docs/fy25osti/92257.pdf>
- Feng, T., Guo, W., Li, Q., Meng, Z., & Liang, W. (2022a). Life cycle assessment of lithium nickel cobalt manganese oxide batteries and lithium iron phosphate batteries for electric vehicles in China. *Journal of Energy Storage*, 52, 104767. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104767>
- Feng, T., Guo, W., Li, Q., Meng, Z., & Liang, W. (2022b). Life cycle assessment of lithium nickel cobalt manganese oxide batteries and lithium iron phosphate batteries for electric vehicles in China. *Journal of Energy Storage*, 52, 104767. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104767>
- Ferriday, T. B., & Middleton, P. H. (2021). Alkaline fuel cell technology—A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(35), 18489–18510. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.02.203>
- Fichtner, M., Argutyan, E., & Punckt, C. (2025, ottobre 30). *D2.2 Battery 2030+ R&I Roadmap 4th edition*. https://battery2030.eu/wp-content/uploads/2025/11/Deliverable-2.2_Roadmap_4th-edition_final_-2025.10.31.pdf
- Fichtner Management Consulting AG. (2021). *Hydroelectric Power A Guide for Developers and Investors*. <https://ppp.worldbank.org/sites/default/files/2021-10/Hydroelectric%20Power%20-%20A%20Guide%20for%20Developers%20and%20Investors.pdf>
- First Solar, Inc. (2024). *Series 7 TR1. 525-550 Watt Thin Film Solar Module*. <https://www.firstsolar.com/en-EMEA/-/media/First-Solar/Technical-Documents/Series-7/Series-7-TR1-High-Bin-Datasheet.pdf>
- FITHydrowiki contributors. (2023, marzo 27). *Main Page*. FITHydrowiki,. FITHydro. https://www.fithydro.wiki/index.php/Main_Page
- Fortix. (2026). *SonnenKlar Conveyor Compass*. Photovoltaic Austria. <https://pvaustria.at/foerderungen/>

- Frischknecht, R., Stolz, P., Krebs, L., de Wild-Scholten, M., & Sinha, P. (2020). *Life Cycle Inventories and Life Cycle Assessments of Photovoltaic Systems* (Nos. T12-19:2020). International Energy Agency (IEA) PVPS.
- Frischknecht, R., Wyss, F., Büsser Knöpfel, S., Lützkendorf, T., & Balouktsi, M. (2015). Cumulative energy demand in LCA: The energy harvested approach. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 20(7), 957–969. <https://doi.org/10.1007/s11367-015-0897-4>
- Fronius International GmbH. (2025, novembre). *The Fronius storage solution Reserva*. <https://www.fronius.com/en/solar-energy/solar-solutions/solar-energy-storage/reserva>
- Fthenakis, V., & Leccisi, E. (2021a). Updated sustainability status of crystalline silicon-based photovoltaic systems: Life-cycle energy and environmental impact reduction trends. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 29(10), 1068–1077. <https://doi.org/10.1002/pip.3441>
- Fthenakis, V., & Leccisi, E. (2021b). Updated sustainability status of crystalline silicon-based photovoltaic systems: Life-cycle energy and environmental impact reduction trends. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 29(10), 1068–1077. <https://doi.org/10.1002/pip.3441>
- Fu, Y., Liu, X., & Yuan, Z. (2015a). Life-cycle assessment of multi-crystalline photovoltaic (PV) systems in China. *Journal of Cleaner Production*, 86, 180–190. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.07.057>
- Fu, Y., Liu, X., & Yuan, Z. (2015b). Life-cycle assessment of multi-crystalline photovoltaic (PV) systems in China. *Journal of Cleaner Production*, 86, 180–190. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.07.057>
- FuelCell Energy. (2026). *1.25 MW FuelCell Energy Block System*. <https://www.fuelcellenergy.com/fuelcell-energy-block-1-25>
- Gan, Y., Elgowainy, A., Lu, Z., Kelly, J. C., Wang, M., Boardman, R. D., & Marcinkoski, J. (2023). Greenhouse gas emissions embodied in the U.S. solar photovoltaic supply chain. *Environmental Research Letters*, 18(10), 104012. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/acf50d>
- Gao, L., Selman, J. R., & Nash, P. (2023). Materials and wetting issues in molten carbonate fuel cell technology: A review. *Journal of Materials Science*, 58(41), 15936–15972. <https://doi.org/10.1007/s10853-023-08958-7>
- Gargiulo, A., Carvalho, M. L., Girardi, P., Gargiulo, A., Carvalho, M. L., & Girardi, P. (2020). Life Cycle Assessment of Italian Electricity Scenarios to 2030. *Energies*, 13(15). <https://doi.org/10.3390/en13153852>
- Geller, M., & Meneses, A. A. D. M. (2016). Life Cycle Assessment of a Small Hydropower Plant in the Brazilian Amazon. *Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems*, 4(4), 379–391. <https://doi.org/10.13044/j.sdewes.2016.04.0029>
- Gemechu, E., & Kumar, A. (2022). A review of how life cycle assessment has been used to assess the environmental impacts of hydropower energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 167, 112684. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112684>
- GenCell. (s.d.). *Fuel Cell Technologies* [Software]. Recuperato <https://www.gencellenergy.com/resources/blog/comparing-fuel-cell-technologies/>
- Gestore Servizi Energetici. (s.d.-a). *COMUNITÀ ENERGETICHE RINNOVABILI E GRUPPI DI AUTOCONSUMATORI*. Recuperato <https://www.gse.it/servizi-per-te/attuazione-misure-pnrr/comunit%C3%A0-energetiche-5000abitanti>
- Gestore Servizi Energetici. (s.d.-b). *CONFIGURAZIONI PER L'AUTOCONSUMO DIFFUSO*. Recuperato <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/gruppi-di-autoconsumatori-e-comunita-di-energia-rinnovabile>
- Gestore Servizi Energetici. (s.d.-c). *Gruppi di Autoconsumatori e Comunità di Energia Rinnovabile*. Recuperato <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo>
- GHREPOWER. (2020). *Products*. <https://en.ghrepower.com/service/service04/>
- Gibon, T., Hahn Menacho, Á., & Guiton, M. (2021). *Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options*. United Nations Economic Commission For Europe. https://unece.org/sites/default/files/2021-11/LCA_final.pdf

- Giri, N. C., & Mohanty, R. C. (2022). Agrivoltaic system: Experimental analysis for enhancing land productivity and revenue of farmers. *Energy for Sustainable Development*, 70, 54–61. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2022.07.003>
- Golmohammadzadeh, R., Dimachki, Z., Bryant, W., Zhang, J., Biniaz, P., M Banaszak Holl, M., Pozo-Gonzalo, C., & Chakraborty Banerjee, P. (2023). Removal of polyvinylidene fluoride binder and other organics for enhancing the leaching efficiency of lithium and cobalt from black mass. *Journal of Environmental Management*, 343, 118205. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2023.118205>
- Gordon, J. L. (2006). *HydroHelp A Series of Excel Programs Developed for Pre-Feasibility Assessment of Hydroelectric Sites*. <https://utoronto.scholaris.ca/server/api/core/bitstreams/4ff85d32-0e48-4ed9-bcaf-7e18b675c256/content>
- Grantham Research Institute. (2026a). *Renewable Energy Expansion Act (ErneuerbarenAusbau-Gesetz, EAG)*. Climate Change Laws of the World Dataset. https://climate-laws.org/document/renewable-energy-expansion-act-erneuerbarenausbau-gesetz-eag_ac8a?id=renewable-energy-expansion-act_a7d3
- Grantham Research Institute. (2026b). *Renewable Energy Expansion Act (ErneuerbarenAusbau-Gesetz, EAG)*. Climate Change Laws of the World Dataset. https://climate-laws.org/document/renewable-energy-expansion-act-erneuerbarenausbau-gesetz-eag_ac8a?id=renewable-energy-expansion-act_a7d3
- GreenDelta. (2020). *OpenLCA (Versione 2.4) [Software]*. <https://www.openlca.org/>
- Greening, B., & Azapagic, A. (2013). Environmental impacts of micro-wind turbines and their potential to contribute to UK climate change targets. *Energy*, 59, 454–466. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.06.037>
- Guo, W., Feng, T., Li, W., Hua, L., Meng, Z., & Li, K. (2023a). Comparative life cycle assessment of sodium-ion and lithium iron phosphate batteries in the context of carbon neutrality. *Journal of Energy Storage*, 72, 108589. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.108589>
- Guo, W., Feng, T., Li, W., Hua, L., Meng, Z., & Li, K. (2023b). Comparative life cycle assessment of sodium-ion and lithium iron phosphate batteries in the context of carbon neutrality. *Journal of Energy Storage*, 72, 108589. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.108589>
- Gupta, P., Toksha, B., & Rahaman, M. (2024). A Critical Review on Hydrogen Based Fuel Cell Technology and Applications. *The Chemical Record*, 24(1), e202300295. <https://doi.org/10.1002/tcr.202300295>
- H2Electro. (s.d.). *Solid oxide electrolyser stack*. Recuperato <https://h2electro.com/products/solid-oxide-electrolyser-stack/>
- Hadjerioua, B., Kao, S.-C., McManamay, R. A., Pasha, F., Yeasmin, D., Oubeidillah, A. A., Samu, N. M., Stewart, K. M., Bevelhimer, M. S., Hetrick, S. L., Wei, Y., & Smith, B. T. (2013). *An Assessment of Energy Potential from New Stream-reach Development in the United States*. Oak Ridge National Laboratory.
- Han, X., Li, Y., Nie, L., Huang, X., Deng, Y., Yan, J., Kourkoumpas, D.-S., & Karellas, S. (2023). Comparative life cycle greenhouse gas emissions assessment of battery energy storage technologies for grid applications. *Journal of Cleaner Production*, 392, 136251. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.136251>
- Heidari, S. M., & Anctil, A. (2022). Country-specific carbon footprint and cumulative energy demand of metallurgical grade silicon production for silicon photovoltaics. *Resources, Conservation and Recycling*, 180, 106171. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2022.106171>
- Hernandez, R. R., Hoffacker, M. K., & Field, C. B. (2015). Efficient use of land to meet sustainable energy needs. *Nature Climate Change*, 5(4), 353–358. <https://doi.org/10.1038/nclimate2556>
- Hernandez, R. R., Hoffacker, M. K., Murphy-Mariscal, M. L., Wu, G. C., & Allen, M. F. (2015). Solar energy development impacts on land cover change and protected areas. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 112(44), 13579–13584. <https://doi.org/10.1073/pnas.1517656112>

- Hong, J., Chen, W., Qi, C., Ye, L., & Xu, C. (2016a). Life cycle assessment of multicrystalline silicon photovoltaic cell production in China. *Solar Energy*, 133, 283–293. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.04.013>
- Hong, J., Chen, W., Qi, C., Ye, L., & Xu, C. (2016b). Life cycle assessment of multicrystalline silicon photovoltaic cell production in China. *Solar Energy*, 133, 283–293. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.04.013>
- Hoppe, A. C., & Minke, C. (2025). Reducing Environmental Impacts of Water Electrolysis Systems by Reuse and Recycling: Life Cycle Assessment of a 5 MW Alkaline Water Electrolysis Plant. *Energies*, 18(4), 796. <https://doi.org/10.3390/en18040796>
- Hou, G., Sun, H., Jiang, Z., Pan, Z., Wang, Y., Zhang, X., Zhao, Y., & Yao, Q. (2016a). Life cycle assessment of grid-connected photovoltaic power generation from crystalline silicon solar modules in China. *Applied Energy*, 164, 882–890. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.11.023>
- Hou, G., Sun, H., Jiang, Z., Pan, Z., Wang, Y., Zhang, X., Zhao, Y., & Yao, Q. (2016b). Life cycle assessment of grid-connected photovoltaic power generation from crystalline silicon solar modules in China. *Applied Energy*, 164, 882–890. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.11.023>
- Huawei. (s.d.). LUNA2000-5-E0—HUAWEI LUNA2000-(5-30)-S0 User Manual—Huawei. Support.Huawei. Recuperato 23 aprile 2026, da <https://support.huawei.com/enterprise/en/doc/EDOC1100167258/d398a671/technical-specifications>
- Huawei Technologies Co., Ltd. (2020). *Product Carbon Footprint Report*. <https://www.solartoday.es/wp-content/uploads/product-carbon-footprint-report-of-sun2000-100ktl-m1-20200908.pdf>
- Huijbregts, M. A. J., Steinmann, Z. J. N., Elshout, P. M. F., Stam, G., Verones, F., Vieira, M. D. M., Hollander, A., Zijp, M., & van Zelm, R. (2016). *ReCiPe 2016 A harmonized life cycle impact assessment method at midpoint and endpoint level Report I: Characterization* (RIVM Report 2016-0104). <https://www.rivm.nl/bibliotheek/rapporten/2016-0104.pdf>
- HyAxiom. (2023, maggio). *PureCell Model 400 Hydrogen*. <https://hyaxiom.com/wp-content/uploads/2025/11/hyaxiom-purecell-model-400-h2-datasheet-rev-b-may2023.pdf>
- IEA. (2024). *Batteries and Secure Energy Transitions*. IEA, Paris. <https://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions>
- IEA. (2025, novembre 2). *Legislative Decree No. 49 of 2014*. <https://www.iea.org/policies/25032-legislative-decree-no-49-of-2014>
- ImpulsTec GmbH. (s.d.). *The core technology – shock wave- or electrohydraulic fragmentation*. Recuperato <https://impulstec.com/en/technology/>
- International Electrotechnical Commission. (2022). *International Standard IEC 61400-12* (IEC 61400-12:2022).
- International EPD System. (2022). *Photovoltaic modules and parts thereof (c-PCR to PCR 2019:14)*. https://www.environdec.com/pcr-library/pcr_d2322eee-828a-4995-31a7-08da281808ad
- International EPD System. (2025). *Process for EPD Development*. <https://www.environdec.com/services/epd-creation>
- International Organization for Standardization. (2014). *Environmental management—Water footprint—Principles, requirements and guidelines* (ISO Standard No. 14046:2014). <https://www.iso.org/standard/43263.html>
- International Renewable Energy Agency (IRENA), & IEA Energy Technology Systems Analysis Programme (IEA-ETSAP). (2015). *Hydropower Technology Brief*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA-ETSAP_Tech_Brief_E06_Hydropower.pdf
- Ioakimidis, C., Murillo-Marrodán, A., Bagheri, A., Thomas, D., & Genikomsakis, K. (2019). Life Cycle Assessment of a Lithium Iron Phosphate (LFP) Electric Vehicle Battery in Second Life Application Scenarios. *Sustainability*, 11(9), 2527. <https://doi.org/10.3390/su11092527>
- IPCEI. (2025). *About IPCEI*. <https://www.ipcei-batteries.eu/about-ipcei>

- IRENA, & IEA-PVPS. (2016). *End of Life Management: Solar Photovoltaic Panels*. International Renewable Energy Agency and International Energy Agency Photovoltaic Power Systems. <https://www.osti.gov/servlets/purl/1561525/>
- JA Solar. (2025). *JAM72S30 MR*. <https://www.jasolar.eu/it/prodotti/jam72s30-mr>
- Jackson, M. M., Lewis, J. I., & Zhang, X. (2021). A green expansion: China's role in the global deployment and transfer of solar photovoltaic technology. *Energy for Sustainable Development*, 60, 90–101. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2020.12.006>
- Jaiswal, A. (2017). Lithium-ion battery based renewable energy solution for off-grid electricity: A techno-economic analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 72, 922–934. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.049>
- James, B., Acevedo, Y., McNamara, K., Prosser, J., & Huya-Kouadio, J. (2024). *Hydrogen Production Cost with Anion Exchange Membrane Electrolysis* (DOE-SA--09629-2, 2476013, DOI: 10.2172/2476013; p. DOE-SA--09629-2, 2476013, DOI: 10.2172/2476013). <https://doi.org/10.2172/2476013>
- Jasper, F. B., Späthe, J., Baumann, M., Peters, J. F., Ruhland, J., & Weil, M. (2022). Life cycle assessment (LCA) of a battery home storage system based on primary data. *Journal of Cleaner Production*, 366, 132899. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.132899>
- Jiang, Y., Peng, C., Zhou, K., Zhou, H., Chen, T., Zhang, G., & Chen, W. (2025). Impact and removal of fluorine impurity in the comprehensive recovery of spent LiFePO₄/C. *Separation and Purification Technology*, 362, 131766. <https://doi.org/10.1016/j.seppur.2025.131766>
- Jinko Solar Co., Ltd. (s.d.). *SUNGIGA JKS-215KLAA-100PLAA*. Recuperato <https://cdn.enfsolar.com/z/pp/2025/1/32m2ql0zdir3no/jks-215klaa-100plaa-datasheet-v1-2.pdf>
- Jinko Solar Co., Ltd. (2024). *Tiger Neo 66HL4M-(V)* [Dataset]. [https://www.jinkosolar.com/uploads/JKM610-635N-66HL4M-\(V\)-F2-EN.pdf](https://www.jinkosolar.com/uploads/JKM610-635N-66HL4M-(V)-F2-EN.pdf)
- Jolliet, O., Margni, M., Charles, R., Humbert, S., Payet, J., Rebitzer, G., & Rosenbaum, R. (2003). IMPACT 2002+: A new life cycle impact assessment methodology. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 8(6), 324. <https://doi.org/10.1007/BF02978505>
- Kabir, M. R., Rooke, B., Dassanayake, G. D. M., & Fleck, B. A. (2012). Comparative life cycle energy, emission, and economic analysis of 100 kW nameplate wind power generation. *Renewable Energy*, 37(1), 133–141. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.06.003>
- Kashyap, S., Madan, J., Pandey, R., & Sharma, R. (2020). Comprehensive Study on the Recent Development of PERC Solar Cell. *2020 47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2542–2546. <https://doi.org/10.1109/PVSC45281.2020.9300985>
- Kebede, A. A., Coosemans, T., Messagie, M., Jemal, T., Behabtu, H. A., Van Mierlo, J., & Berecibar, M. (2021). Techno-economic analysis of lithium-ion and lead-acid batteries in stationary energy storage application. *Journal of Energy Storage*, 40, 102748. <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102748>
- Khosravani, A., Billings, B. W., & Powell, K. M. (2026). What are the best options for long-duration energy storage? A techno-economic comparison of technologies including hybrid energy storage systems. *Renewable Energy*, 256, 124710. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2025.124710>
- Kim, H.-S., Kim, D.-H., & Hur, T. (2021). Life cycle assessment of molten carbonate fuel cell system for power plants. *Journal of Cleaner Production*, 302, 126911. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.126911>
- Kjeld, A., Bjarnadóttir, H. J., & Ólafsdóttir, R. (2025a). Life cycle assessment of hydropower utilization in Iceland as a driving force for climate strategy and decarbonization. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 30(8), 1806–1826. <https://doi.org/10.1007/s11367-025-02445-8>
- Kjeld, A., Bjarnadóttir, H. J., & Ólafsdóttir, R. (2025b). Life cycle assessment of hydropower utilization in Iceland as a driving force for climate strategy and decarbonization. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 30(8), 1806–1826. <https://doi.org/10.1007/s11367-025-02445-8>
- Kouloumpis, V., Kalogerakis, A., Pavlidou, A., Tsinarakis, G., & Arampatzis, G. (2020). Should Photovoltaics Stay at Home? Comparative Life Cycle Environmental Assessment on Roof-Mounted and Ground-Mounted Photovoltaics. *Sustainability*, 12(21), 9120. <https://doi.org/10.3390/su12219120>

- Kozlovas, P., Gudzius, S., Ciurlionis, J., Jonaitis, A., Konstantinaviciute, I., & Bobinaite, V. (2023a). Assessment of Technical and Economic Potential of Urban Rooftop Solar Photovoltaic Systems in Lithuania. *Energies*, 16(14), 5410. <https://doi.org/10.3390/en16145410>
- Kozlovas, P., Gudzius, S., Ciurlionis, J., Jonaitis, A., Konstantinaviciute, I., & Bobinaite, V. (2023b). Assessment of Technical and Economic Potential of Urban Rooftop Solar Photovoltaic Systems in Lithuania. *Energies*, 16(14), 5410. <https://doi.org/10.3390/en16145410>
- Krebs, L., Frischknecht, R., & Stolz, P. (2020). *Environmental Life Cycle Assessment of Residential PV and Battery Storage Systems*. International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme. <https://www.osti.gov/servlets/purl/2308833>
- Kruitwagen, L., Story, K. T., Friedrich, J., Byers, L., Skillman, S., & Hepburn, C. (2021). A global inventory of photovoltaic solar energy generating units. *Nature*, 598(7882), 604–610. <https://doi.org/10.1038/s41586-021-03957-7>
- Kumar, A., Schei, T., Ahenkorah, A., Caceres Rodriguez, R., Devernay, J.-M., Freitas, M., Hall, D., Killingtveit, A., & Liu, Z. (2011a). *Hydropower*. IPCC.
- Kumar, A., Schei, T., Ahenkorah, A., Caceres Rodriguez, R., Devernay, J.-M., Freitas, M., Hall, D., Killingtveit, A., & Liu, Z. (2011b). *Hydropower*. IPCC.
- Laksahapsoro, B., Bird, M., Acha, S., & Shah, N. (2025). Optimisation of photovoltaic and battery systems for cost-effective energy solutions in commercial buildings. *Applied Energy*, 392, 125907. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.125907>
- Lambert, Q., Bischoff, A., Cueff, S., Cluchier, A., & Gros, R. (2021). Effects of solar park construction and solar panels on soil quality, microclimate, CO₂ effluxes, and vegetation under a Mediterranean climate. *Land Degradation & Development*, 32(18), 5190–5202. <https://doi.org/10.1002/ldr.4101>
- Lambert, Q., Bischoff, A., Enea, M., & Gros, R. (2023). Photovoltaic power stations: An opportunity to promote European semi-natural grasslands? *Frontiers in Environmental Science*, 11, 1137845. <https://doi.org/10.3389/fenvs.2023.1137845>
- Lambert, Q., Bischoff, A., & Gros, R. (2024). Effects of habitat restoration and solar panels on soil properties and functions in solar parks. *Applied Soil Ecology*, 203, 105614. <https://doi.org/10.1016/j.apsoil.2024.105614>
- Land Salzburg. (s.d.-a). *Biomass local heating plants*. Recuperato <https://www.salzburg.gv.at/energiefoerderung/biomasse-nahwaerme-anlagen>
- Land Salzburg. (s.d.-b). *Revitalization of small hydropower plants in Salzburg – The hydropower consultant*. Recuperato <https://www.salzburg.gv.at/themen/wasser/wasser-foerderungen/wasserkraftberater>
- Leccisi, E., Raugei, M., & Fthenakis, V. (2016a). The Energy and Environmental Performance of Ground-Mounted Photovoltaic Systems—A Timely Update. *Energies*, 9(8), 622. <https://doi.org/10.3390/en9080622>
- Leccisi, E., Raugei, M., & Fthenakis, V. (2016b). The Energy and Environmental Performance of Ground-Mounted Photovoltaic Systems—A Timely Update. *Energies*, 9(8), 622. <https://doi.org/10.3390/en9080622>
- Leitner S.p.A. (2025). *Aerogeneratore LTW42*. <https://www.leitwind.com/prodotti/ltw42-piccolo-impianto-eolico-250-500-kw/>
- Leva, S., Rivi, P., & Mazzeo, D. (2025). Simulation-Based Design of Small-Scale Hydropower Plants for Renewable Energy Communities in Italy. *2025 10th International Conference on Applying New Technology in Green Buildings (ATiGB)*, 650–655. <https://doi.org/10.1109/ATiGB66719.2025.11142098>
- LG Energy Solution. (2021, maggio). *Resu6.5 6.5 kWh Battery Pack Specification*. <https://www.originenergy.com.au/wp-content/uploads/Datasheet-LG-RESU6-5-R-DS054.pdf>
- Li, A., Cui, Y., Wang, G., He, X., Guo, Z., Wang, J., & Mao, Y. (2025). Pyrolysis pretreatment for recycling spent LiFePO₄ batteries in argon gas: Kinetic behaviors and reaction mechanism. *Journal of Environmental Chemical Engineering*, 13(3), 117019. <https://doi.org/10.1016/j.jece.2025.117019>

- Li, C., Mogollón, J. M., Tukker, A., Dong, J., Von Terzi, D., Zhang, C., & Steubing, B. (2022). Future material requirements for global sustainable offshore wind energy development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 164, 112603. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112603>
- Li, H., Xing, S., Liu, Y., Li, F., Guo, H., & Kuang, G. (2017). Recovery of Lithium, Iron, and Phosphorus from Spent LiFePO₄ Batteries Using Stoichiometric Sulfuric Acid Leaching System. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 5(9), 8017–8024. <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.7b01594>
- Lin, H., Yang, M., Ru, X., Wang, G., Yin, S., Peng, F., Hong, C., Qu, M., Lu, J., Fang, L., Han, C., Procel, P., Isabella, O., Gao, P., Li, Z., & Xu, X. (2023). Silicon heterojunction solar cells with up to 26.81% efficiency achieved by electrically optimized nanocrystalline-silicon hole contact layers. *Nature Energy*, 8(8), 789–799. <https://doi.org/10.1038/s41560-023-01255-2>
- Liu, W., Zhong, X., Han, J., Qin, W., Liu, T., Zhao, C., & Chang, Z. (2019). Kinetic Study and Pyrolysis Behaviors of Spent LiFePO₄ Batteries. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 7(1), 1289–1299. <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.8b04939>
- Lokar, J., & Vrtič, P. (2020). The potential for integration of hydrogen for complete energy self-sufficiency in residential buildings with photovoltaic and battery storage systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(60), 34566–34578. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.04.170>
- Luangphon, S., Shen, J., Huang, X., Ramirez, J., Han, Y., & Ruan, X. (2025). Evaluation of the environmental effects from hydropower plants using life cycle assessment: A review. *Resources, Conservation and Recycling*, 223, 108530. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2025.108530>
- Lv, Y., Zhuang, Y. F., Wang, W. J., Wei, W. W., Sheng, J., Zhang, S., & Shen, W. Z. (2020). Towards high-efficiency industrial p-type mono-like Si PERC solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 204, 110202. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2019.110202>
- Ma, R., Tao, S., Sun, X., Ren, Y., Sun, C., Ji, G., Xu, J., Wang, X., Zhang, X., Wu, Q., & Zhou, G. (2024). Pathway decisions for reuse and recycling of retired lithium-ion batteries considering economic and environmental functions. *Nature Communications*, 15(1), 7641. <https://doi.org/10.1038/s41467-024-52030-0>
- Maani, T., Celik, I., Heben, M. J., Ellingson, R. J., & Apul, D. (2020). Environmental impacts of recycling crystalline silicon (c-Si) and cadmium telluride (CDTE) solar panels. *Science of The Total Environment*, 735, 138827. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.138827>
- Mahim, T. M., Rahim, A. H. M. A., & Rahman, M. M. (2024). Review of Mono- and Bifacial Photovoltaic Technologies: A Comparative Study. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 14(3), 375–396. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2024.3366698>
- Majewski, P., Al-shammari, W., Dudley, M., Jit, J., Lee, S.-H., Myoung-Kug, K., & Sung-Jim, K. (2021). Recycling of solar PV panels- product stewardship and regulatory approaches. *Energy Policy*, 149, 112062. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.112062>
- Malode, S., Prakash, R., & Mohanta, J. C. (2024). Sustainability assessment of rooftop solar photovoltaic systems: A case study. *Environmental Impact Assessment Review*, 108, 107609. <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2024.107609>
- Mamun, M. A. A., Dargusch, P., Wadley, D., Zulkarnain, N. A., & Aziz, A. A. (2022). A review of research on agrivoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 161, 112351. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112351>
- Maps Energy S.r.l. (2026). *DIGITAL ENERGY COMMUNITY ROSE DESIGNER*. Maps Energy. <https://energy.mapsgroup.it/en/energy-community-designer-en/>
- Mariska De Wild-Scholten, M. J. (2013). Energy payback time and carbon footprint of commercial photovoltaic systems. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 119, 296–305. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2013.08.037>
- Marrou, H., Guillioni, L., Dufour, L., Dupraz, C., & Wery, J. (2013). Microclimate under agrivoltaic systems: Is crop growth rate affected in the partial shade of solar panels? *Agricultural and Forest Meteorology*, 177, 117–132. <https://doi.org/10.1016/j.agrformet.2013.04.012>

- Marzouk, O. A. (2022). Land-Use competitiveness of photovoltaic and concentrated solar power technologies near the Tropic of Cancer. *Solar Energy*, 243, 103–119. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2022.07.051>
- McPhy. (2023, giugno). *MCLYZER Product Line*. https://cellar-c2.services.clever-cloud.com/com-mcphy/uploads/2023/06/2023_McLyzer-Product-Line-EN.pdf
- Meagle, R., McIntosh, C., Bob, B., Christie Ellis, Tinker, L., & Beck, M. (2025, gennaio 16). *Cadmium Telluride Photovoltaics Perspective Paper*. <https://www.energy.gov/sites/default/files/2025-01/DOE%20SETO%20CdTe%20Photovoltaics%20Perspective%20Paper.pdf>
- Medina, P., Bizuayehu, A. W., Catalao, J. P. S., Rodrigues, E. M. G., & Contreras, J. (2014). Electrical Energy Storage Systems: Technologies' State-of-the-Art, Techno-economic Benefits and Applications Analysis. *2014 47th Hawaii International Conference on System Sciences*, 2295–2304. <https://doi.org/10.1109/HICSS.2014.290>
- Mehedi, T. H., Gemechu, E., & Kumar, A. (2022). Life cycle greenhouse gas emissions and energy footprints of utility-scale solar energy systems. *Applied Energy*, 314, 118918. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118918>
- Mendecka, B., & Lombardi, L. (2019). Life cycle environmental impacts of wind energy technologies: A review of simplified models and harmonization of the results. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 111, 462–480. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.05.019>
- Merida García, A., Gallagher, J., Crespo Chacón, M., & Mc Nabola, A. (2021). The environmental and economic benefits of a hybrid hydropower energy recovery and solar energy system (PAT-PV), under varying energy demands in the agricultural sector. *Journal of Cleaner Production*, 303, 127078. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.127078>
- Mocci, S., Ruggeri, S., & Pilo, F. (2024). Low-Voltage Renewable Energy Communities' Impact on the Distribution Networks. *Energies*, 18(1), 126. <https://doi.org/10.3390/en18010126>
- Mohd Nordin, A. H., Sulaiman, S. I., Shaari, S., & Mustapa, R. F. (2022). Energy and environmental impacts of a 37.57 MW dc ground-mounted large-scale photovoltaic system in Malaysia: A life-cycle approach. *Journal of Cleaner Production*, 335, 130326. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.130326>
- Moore-O'Leary, K. A., Hernandez, R. R., Johnston, D. S., Abella, S. R., Tanner, K. E., Swanson, A. C., Kreidler, J., & Lovich, J. E. (2017). Sustainability of utility-scale solar energy – critical ecological concepts. *Frontiers in Ecology and the Environment*, 15(7), 385–394. <https://doi.org/10.1002/fee.1517>
- Mukherji, R., Mathur, V., Bhati, A., & Mukherji, M. (2020a). Assessment of 50 kWp rooftop solar photovoltaic plant at The ICFAI University, Jaipur: A case study. *Environmental Progress & Sustainable Energy*, 39(3), e13353. <https://doi.org/10.1002/ep.13353>
- Mukherji, R., Mathur, V., Bhati, A., & Mukherji, M. (2020b). Assessment of 50 kWp rooftop solar photovoltaic plant at The ICFAI University, Jaipur: A case study. *Environmental Progress & Sustainable Energy*, 39(3), e13353. <https://doi.org/10.1002/ep.13353>
- Muljadi, E., Nelms, R. M., Chartan, E., Robichaud, R., George, L., & Obermeyer, H. (2021). *Electrical Systems of Pumped Storage Hydropower Plants* (NREL/TP-5000-74721). National Renewable Energy Laboratory (NREL). <https://docs.nrel.gov/docs/fy21osti/74721.pdf>
- Mulky, L., Srivastava, S., Lakshmi, T., Sandadi, E. R., Gour, S., Thomas, N. A., Shanmuga Priya, S., & Sudhakar, K. (2024). An overview of hydrogen storage technologies – Key challenges and opportunities. *Materials Chemistry and Physics*, 325, 129710. <https://doi.org/10.1016/j.matchemphys.2024.129710>
- Müller, M., Obuz, H. E., Keber, S., Tekmanli, F., Mettke, L. N., & Yagmurlu, B. (2024). Concepts for the Sustainable Hydrometallurgical Processing of End-of-Life Lithium Iron Phosphate (LFP) Batteries. *Sustainability*, 16(24), 11267. <https://doi.org/10.3390/su162411267>
- Muralikrishna, I. V., & Manickam, V. (2017). Life Cycle Assessment. In *Environmental Management* (pp. 57–75). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-811989-1.00005-1>

- Naeini, M., Cotton, J. S., & Adams, T. A. (2022). Dynamic life cycle assessment of solid oxide fuel cell system considering long-term degradation effects. *Energy Conversion and Management*, 255, 115336. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115336>
- Nasser, M., Megahed, T. F., Ookawara, S., & Hassan, H. (2022). A review of water electrolysis-based systems for hydrogen production using hybrid/solar/wind energy systems. *Environmental Science and Pollution Research*, 29(58), 86994–87018. <https://doi.org/10.1007/s11356-022-23323-y>
- National Coordination Centre & National Coordination Centre Battery and Accumulators. (s.d.). *Trova il tuo punto di raccolta*. Raccogliamo più pile. Recuperato <https://puntidiraccolta.raccogliamopiupile.it/>
- National Laboratory of the Rockies. (2024). *Hydropower*. Annual Technology Baseline. <https://atb.nrel.gov/electricity/2024b/hydropower>
- Neumüller, A., Geier, S., & Österreicher, D. (2023). Life Cycle Assessment for Photovoltaic Structures—Comparative Study of Rooftop and Free-Field PV Applications. *Sustainability*, 15(18), 13692. <https://doi.org/10.3390/su151813692>
- Ngagoum Ndalloka, Z., Vijayakumar Nair, H., Alpert, S., & Schmid, C. (2024). Solar photovoltaic recycling strategies. *Solar Energy*, 270, 112379. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2024.112379>
- Nik Zaiman, N. F. H., Shaari, N., & Harun, N. A. M. (2022). Developing metal-organic framework-based composite for innovative fuel cell application: An overview. *International Journal of Energy Research*, 46(2), 471–504. <https://doi.org/10.1002/er.7198>
- Northern Power Systems. (s.d.). *Our Products*. Recuperato <https://northernpower.com/>
- OGT Solar. (2022a). *Moduli a celle*. <https://ogtsolar.com/categoria-prodotto/moduli-a-celle/>
- OGT Solar. (2022b). *Moduli a celle*. <https://ogtsolar.com/categoria-prodotto/moduli-a-celle/>
- Orrell, A., Sheridan, L., Kazimierczuk, K., & Fensch, A. (2023). *Distributed Wind Market Report: 2023 Edition*. U.S. Department of Energy. https://www.energy.gov/sites/default/files/2023-08/distributed-wind-market-report-2023-edition_0.pdf#page=34.16
- Oxford Institute for Energy Studies. (2025). *Power-to-Hydrogen-to-Power: Technology, Efficiency, and Applications*. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2025/07/ET48-Power-to-Hydrogen-to-Power.pdf>
- Papapietro, L. (2024, giugno 10). *Energy sharing for energy communities—A reference guide*. European Commission. <https://build-up.ec.europa.eu/en/resources-and-tools/publications/energy-sharing-energy-communities-reference-guide>
- Paraschiv, L. S., & Paraschiv, S. (2023). Contribution of renewable energy (hydro, wind, solar and biomass) to decarbonization and transformation of the electricity generation sector for sustainable development. *Energy Reports*, 9, 535–544. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.07.024>
- Park, J., & Park, N. (2014). Wet etching processes for recycling crystalline silicon solar cells from end-of-life photovoltaic modules. *RSC Adv.*, 4(66), 34823–34829. <https://doi.org/10.1039/C4RA03895A>
- Philipps, S., & Warmuth, W. (2025, ottobre 31). *Photovoltaics Report*. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/photovoltaics-report.html>
- Pizzol, M., Christensen, P., Schmidt, J., & Thomsen, M. (2011). Impacts of “metals” on human health: A comparison between nine different methodologies for Life Cycle Impact Assessment (LCIA). *Journal of Cleaner Production*, 19(6–7), 646–656. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2010.05.007>
- Politecnico di Torino. (2025, dicembre 16). *H2SCORE*. <https://www.polito.it/ateneo/comunicazione-e-ufficio-stampa/comunicati-stampa/h2score-dall-italia-un-progetto-europeo-per-portare-l>
- Porzio, J., & Scown, C. D. (2021). Life-Cycle Assessment Considerations for Batteries and Battery Materials. *Advanced Energy Materials*, 11(33), 2100771. <https://doi.org/10.1002/aenm.202100771>
- PRé. (2020). *SimaPro Database Manual Methods Library*. <https://simapro.com/wp-content/uploads/2020/06/DatabaseManualMethods.pdf>
- Preger, Y., Torres-Castro, L., & McDowall, J. (s.d.). Chapter 3: Lithium-Ion Batteries. In *U.S. DOE Energy Storage Handbook*. Recuperato https://www.sandia.gov/app/uploads/sites/163/2021/09/ESHB-Ch3_Lithium-Batteries_Preger.pdf (Opera originale pubblicata 2022)

- Proton Motor. (2023, settembre). *HyModule S4*/S8*. https://www.proton-motor.com/wp-content/uploads/2023/09/HyModule-Datenblatt_Einzelseiten-NEU.pdf
- PV Cycle. (2025). *Producer Obligations*. <https://pvcycle.it/en/obblighi-del-produttore>
- QingHai Huanghe Hydropower Development CO.,Ltd. (2023). *Environmental Product Declaration Photovoltaic solar panel SPICN6(LAR)-66-420-440/IH*. <https://environdec.com/library/epd9965>
- Quan, J., Zhao, S., Song, D., Wang, T., He, W., & Li, G. (2022). Comparative life cycle assessment of LFP and NCM batteries including the secondary use and different recycling technologies. *Science of The Total Environment*, 819, 153105. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2022.153105>
- Rabaia, M. K. H., Abdelkareem, M. A., Sayed, E. T., Elsaid, K., Chae, K.-J., Wilberforce, T., & Olabi, A. G. (2021). Environmental impacts of solar energy systems: A review. *Science of The Total Environment*, 754, 141989. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.141989>
- Rahman, R. U., Khokhar, M. Q., Yousuf, H., Aida, M. N., Jony, J. A., Alamgeer, Madara, P. C., Chu, M., Park, S., & Yi, J. (2024). Optimization strategies for metallization in n-type crystalline silicon TOPCon solar cells: Pathways to elevated fill factor and enhanced efficiency. *Current Applied Physics*, 67, 107–114. <https://doi.org/10.1016/j.cap.2024.07.012>
- Raimondi, A., Bettoni, F., Bianchi, A., & Becciu, G. (2021). Economic Sustainability of Small-Scale Hydroelectric Plants on a National Scale—The Italian Case Study. *Water*, 13(9), 1170. <https://doi.org/10.3390/w13091170>
- Raimondi, G., & Spazzafumo, G. (2023). Exploring Renewable Energy Communities integration through a hydrogen Power-to-Power system in Italy. *Renewable Energy*, 206, 710–721. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.02.074>
- Randle-Boggis, R. J., White, P. C. L., Cruz, J., Parker, G., Montag, H., Scurlock, J. M. O., & Armstrong, A. (2020a). Realising co-benefits for natural capital and ecosystem services from solar parks: A co-developed, evidence-based approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 125, 109775. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109775>
- Randle-Boggis, R. J., White, P. C. L., Cruz, J., Parker, G., Montag, H., Scurlock, J. M. O., & Armstrong, A. (2020b). Realising co-benefits for natural capital and ecosystem services from solar parks: A co-developed, evidence-based approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 125, 109775. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109775>
- RED III (2023). <http://data.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj>
- Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia. (2026, aprile 28). *Contributi a CER e clienti finali diversi da persone fisiche*. <https://www.regione.fvg.it/rafvfg/cms/RAFVG/ambiente-territorio/energia/FOGLIA130/>
- Regione del Veneto. (s.d.). *Bur n. 92 del 11 luglio 2025*. Recuperato <https://bur.regione.veneto.it/BurvServices/pubblica/DettaglioDgr.aspx?id=560014>
- Regione del Veneto. (2026). *PR FESR 2021-2027—Azione 2.2.1 Bando per la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile inseriti in una Comunità Energetica Rinnovabile*. <https://www.regione.veneto.it/web/guest/article-detail?articleId=14248097>
- Regulation (EU) 2023/1542 of the European Parliament and of the Council of 12 July 2023 concerning batteries and waste batteries, amending Directive 2008/98/EC and Regulation (EU) 2019/1020 and repealing Directive 2006/66/EC (2023). <http://data.europa.eu/eli/reg/2023/1542/oj>
- REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL establishing a framework for ensuring a secure and sustainable supply of critical raw materials and amending Regulations (EU) 168/2013, (EU) 2018/858, 2018/1724 and (EU) 2019/1020 (2023). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52023PC0160>
- RELiON. (2022, luglio 7). *How Do Solar Panels Work?* <https://www.relionbattery.com/blog/how-do-solar-panels-work>
- Republic of Turkey Ministry of Energy and Natural Resources. (2022). *Türkiye National Energy Plan*. https://enerji.gov.tr/Media/Dizin/EIGM/tr/Raporlar/TUEP/T%C3%BCrkiye_National_Energy_Plan.pdf

- Richye. (2024, settembre 14). *How to Make a Lithium-Ion Battery: A Step-by-Step Guide*. <https://www.richye.com/how-to-make-a-lithium-ion-battery/>
- Rieger, J., Stuhr, S., Rutrecht, B., Morgenbesser, S., Nigl, T., Arnberger, A., Kunanz, H., & Lesiak, S. (2025). Graphite Separation from Lithium-Ion Battery Black Mass Using Froth Flotation and Quality Evaluation for Reuse as a Secondary Raw Material Including Non-Battery Applications. *Recycling*, 10(2), 75. <https://doi.org/10.3390/recycling10020075>
- Rinne, M., Lappalainen, H., & Lundström, M. (2025). Evaluating the possibilities and limitations of the pyrometallurgical recycling of waste Li-ion batteries using simulation and life cycle assessment. *Green Chemistry*, 27(9), 2522–2537. <https://doi.org/10.1039/D4GC05409A>
- Rose, T., & Wollert, A. (2015). The dark side of photovoltaic—3D simulation of glare assessing risk and discomfort. *Environmental Impact Assessment Review*, 52, 24–30. <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2014.08.005>
- Rostami, H., Valio, J., Tynjälä, P., Lassi, U., & Suominen, P. (2024). Life Cycle of LiFePO₄ Batteries: Production, Recycling, and Market Trends. *ChemPhysChem*, 25(24), e202400459. <https://doi.org/10.1002/cphc.202400459>
- Roy, R., & Pearce, J. M. (2024). Is small or big solar better for the environment? Comparative life cycle assessment of solar photovoltaic rooftop vs. ground-mounted systems. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 29(3), 516–536. <https://doi.org/10.1007/s11367-023-02254-x>
- Rus, T., Moldovan, R.-P., & Pardo Picazo, M. Á. (2024). LCA analysis of a roof mounted PV system: A Romanian case study. *Frontiers in Environmental Science*, 12. <https://doi.org/10.3389/fenvs.2024.1413629>
- Rybaczewska-Błażejowska, M., & Jezierski, D. (2024a). Comparison of ReCiPe 2016, ILCD 2011, CML-IA baseline and IMPACT 2002+ LCIA methods: A case study based on the electricity consumption mix in Europe. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 29(10), 1799–1817. <https://doi.org/10.1007/s11367-024-02326-6>
- Rybaczewska-Błażejowska, M., & Jezierski, D. (2024b). Comparison of ReCiPe 2016, ILCD 2011, CML-IA baseline and IMPACT 2002+ LCIA methods: A case study based on the electricity consumption mix in Europe. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 29(10), 1799–1817. <https://doi.org/10.1007/s11367-024-02326-6>
- Salim, H. K., Stewart, R. A., Sahin, O., & Dudley, M. (2019). Drivers, barriers and enablers to end-of-life management of solar photovoltaic and battery energy storage systems: A systematic literature review. *Journal of Cleaner Production*, 211, 537–554. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.11.229>
- Scarpulla, M. A., McCandless, B., Phillips, A. B., Yan, Y., Heben, M. J., Wolden, C., Xiong, G., Metzger, W. K., Mao, D., Krasikov, D., Sankin, I., Grover, S., Munshi, A., Sampath, W., Sites, J. R., Bothwell, A., Albin, D., Reese, M. O., Romeo, A., ... Hayes, S. M. (2023). CdTe-based thin film photovoltaics: Recent advances, current challenges and future prospects. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 255, 112289. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2023.112289>
- Schindler, A. K., Duke, S. R., & Galloway, W. B. (2024). Co-processing of end-of-life wind turbine blades in portland cement production. *Waste Management*, 182, 207–214. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2024.04.033>
- Senmei Technology Co. (s.d.). CATL 310Ah Battery CATL Lithium LiFePO₄ Battery Cells 302Ah. *Sunray Battery - Senmei Technology Co., Limited*. Recuperato 23 aprile 2026, da <https://sunraybattery.com/product/catl-310ah-battery/>
- Shah, H. H., Bareschino, P., Mancusi, E., & Pepe, F. (2023). Environmental Life Cycle Analysis and Energy Payback Period Evaluation of Solar PV Systems: The Case of Pakistan. *Energies*, 16(17), 6400. <https://doi.org/10.3390/en16176400>
- Shalaby, S. M., Elfakharany, M. K., Moharram, B. M., & Abosheisha, H. F. (2022). Experimental study on the performance of PV with water cooling. *Energy Reports*, 8, 957–961. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.11.155>

- Sharma, H. B., Vanapalli, K. R., Barnwal, V. K., Dubey, B., & Bhattacharya, J. (2021). Evaluation of heavy metal leaching under simulated disposal conditions and formulation of strategies for handling solar panel waste. *Science of The Total Environment*, 780, 146645. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2021.146645>
- Shu, X., Guo, Y., Yang, W., Wei, K., & Zhu, G. (2021a). Life-cycle assessment of the environmental impact of the batteries used in pure electric passenger cars. *Energy Reports*, 7, 2302–2315. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.04.038>
- Shu, X., Guo, Y., Yang, W., Wei, K., & Zhu, G. (2021b). Life-cycle assessment of the environmental impact of the batteries used in pure electric passenger cars. *Energy Reports*, 7, 2302–2315. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.04.038>
- Shuhayeu, P., Martsinchyk, A., Martsinchyk, K., & Milewski, J. (2024). Investigating PEM Fuel Cells as an Alternative Power Source for Electric UAVs: Modeling, Optimization, and Performance Analysis. *Energies*, 17(17), 4427. <https://doi.org/10.3390/en17174427>
- Siemens Energy. (2020, settembre 30). *Overview of the PEM Silyzer Family*. https://4echile.cl/wp-content/uploads/2020/10/20200930-SE-NEB-PEM-Electrolyzer-and-Applications_EW.pdf
- Silva Silveira Camargo, P., Gomes Osório Torres, G., Pacheco, J. A. S., Pilotto Cenci, M., Kasper, A. C., & Veit, H. M. (2024). Mechanical methods for materials concentration of lithium iron phosphate (LFP) cells and product potential evaluation for recycling. *Environmental Science and Pollution Research*. <https://doi.org/10.1007/s11356-024-34779-5>
- Šimić, Z., Topić, D., Knežević, G., & Pelin, D. (2021a). Battery energy storage technologies overview. *International journal of electrical and computer engineering systems*, 12(1), 53–65. <https://doi.org/10.32985/ijeces.12.1.6>
- Šimić, Z., Topić, D., Knežević, G., & Pelin, D. (2021b). Battery energy storage technologies overview. *International journal of electrical and computer engineering systems*, 12(1), 53–65. <https://doi.org/10.32985/ijeces.12.1.6>
- Simon, T. R., Inman, D., Hanes, R., Avery, G., Hettinger, D., & Heath, G. (2023). Life Cycle Assessment of Closed-Loop Pumped Storage Hydropower in the United States. *Environmental Science & Technology*, 57(33), 12251–12258. <https://doi.org/10.1021/acs.est.2c09189>
- Singla, M. K., Nijhawan, P., & Oberoi, A. S. (2021). Hydrogen fuel and fuel cell technology for cleaner future: A review. *Environmental Science and Pollution Research*, 28(13), 15607–15626. <https://doi.org/10.1007/s11356-020-12231-8>
- SMA Solar Technology AG. (s.d.). *SMA Home Storage HS-BM-3.28-10 / HS-BU-10*. Recuperato https://www.vpsolar.com/download/catalog/Storage/SMA/Home-Storage/Datasheet_SMA-HomeStorage-HSBM-3.28-10_IT.pdf
- Smokorowski, K. E. (2022). The ups and downs of hydropeaking: A Canadian perspective on the need for, and ecological costs of, peaking hydropower production. *Hydrobiologia*, 849(2), 421–441. <https://doi.org/10.1007/s10750-020-04480-y>
- SolarEdge Technologies, Inc. (2024, febbraio). *Batteria 48V SolarEdge Home per l'Europa BAT-05K48*. <https://knowledge-center.solaredge.com/sites/kc/files/se-solaredge-home-battery-48V-datasheet-it.pdf>
- SolydEra. (s.d.). *SolydEra G8X-10 Stack*. Recuperato <https://www.solydera.com/media/bhyddtag1/solydera-stack-g8x-10.pdf>
- Spini, F., & Bettini, P. (2024). End-of-Life wind turbine blades: Review on recycling strategies. *Composites Part B: Engineering*, 275, 111290. <https://doi.org/10.1016/j.compositesb.2024.111290>
- Sreenath, S., Sudhakar, K., Yusop, A. F., Cuce, E., & Solomin, E. (2020). Analysis of solar PV glare in airport environment: Potential solutions. *Results in Engineering*, 5, 100079. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2019.100079>
- Stallard, J. C., Wheatcroft, L., Booth, S. G., Boston, R., Corr, S. A., De Volder, M. F. L., Inkson, B. J., & Fleck, N. A. (2022). Mechanical properties of cathode materials for lithium-ion batteries. *Joule*, 6(5), 984–1007. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2022.04.001>

- Stolz, P., Frischknecht, R., Heath, G., Komoto, K., Macknick, J., Sinha, P., & Wade, A. (2017a). *Water Footprint of European Rooftop Photovoltaic Electricity based on Regionalised Life Cycle Inventories* (NREL/TP--6A20-73844, IEA-PVPS-T12-11:2017, 1561520; p. NREL/TP--6A20-73844, IEA-PVPS-T12-11:2017, 1561520). <https://doi.org/10.2172/1561520>
- Stolz, P., Frischknecht, R., Heath, G., Komoto, K., Macknick, J., Sinha, P., & Wade, A. (2017b). *Water Footprint of European Rooftop Photovoltaic Electricity based on Regionalised Life Cycle Inventories* (NREL/TP--6A20-73844, IEA-PVPS-T12-11:2017, 1561520; p. NREL/TP--6A20-73844, IEA-PVPS-T12-11:2017, 1561520). <https://doi.org/10.2172/1561520>
- Stropnik, R., Lotrič, A., Bernad Montenegro, A., Sekavčnik, M., & Mori, M. (2019). Critical materials in PEMFC systems and a LCA analysis for the potential reduction of environmental impacts with EoL strategies. *Energy Science & Engineering*, 7(6), 2519–2539. <https://doi.org/10.1002/ese3.441>
- Sukumaran, S., Sudhakar, K., Yusop, A. F., Kirpichnikova, I., & Cuce, E. (2022a). Solar farm: Siting, design and land footprint analysis. *International Journal of Low-Carbon Technologies*, 17, 1478–1491. <https://doi.org/10.1093/ijlct/ctac107>
- Sukumaran, S., Sudhakar, K., Yusop, A. F., Kirpichnikova, I., & Cuce, E. (2022b). Solar farm: Siting, design and land footprint analysis. *International Journal of Low-Carbon Technologies*, 17, 1478–1491. <https://doi.org/10.1093/ijlct/ctac107>
- Sunova Solar Technology Co.,Ltd. (s.d.). *Sunova Solar Technology Co.,Ltd. Environmental Product Declaration* (No. EPDITALY0663). Recuperato https://www.epditaly.it/en/wp-content/uploads/2016/12/Sunova_modules_EPD-Italy-report-public_MonoBifacial_20250327_v3.0.pdf
- Sunwoda Mobility Energy Technology Co., Ltd. (2025, dicembre 24). *Environmental Product Declaration of Lithium Iron Phosphate Battery Cell (314Ah)*. <https://environdec.com/library/epd24388>
- Supplementing Regulation (EU) 2023/1542 of the European Parliament and of the Council by establishing the methodology for calculation and verification of rates for recycling efficiency and recovery of materials from waste batteries, and the format for the documentation (2025). http://data.europa.eu/eli/reg_del/2025/606/oj
- Száz, D., Mihályi, D., Farkas, A., Egri, Á., Barta, A., Kriska, G., Robertson, B., & Horváth, G. (2016). Polarized light pollution of matte solar panels: Anti-reflective photovoltaics reduce polarized light pollution but benefit only some aquatic insects. *Journal of Insect Conservation*, 20(4), 663–675. <https://doi.org/10.1007/s10841-016-9897-3>
- Talebian, A., Ghandehariun, S., Hosseinalipour, S. M., & Dadpoor, A. (2020). *Life cycle assessment of polycrystalline solar panel production in Iran*. 5(3). <https://doi.org/10.22059/jser.2020.303434.1155>
- Tang, C., Leng, Y., Wang, P., Feng, J., Zhang, S., Yi, Y., Li, H., & Tian, S. (2024). Study on carbon emissions of a small hydropower plant in Southwest China. *Frontiers in Environmental Science*, 12, 1462571. <https://doi.org/10.3389/fenvs.2024.1462571>
- The Salzburg Institute for Spatial Planning and Housing. (s.d.). *Energy communities*. Recuperato <https://www.sir.at/en/focal-points/energy-climate/energy-communities/>
- Thompson, E. P., Bombelli, E. L., Shubham, S., Watson, H., Everard, A., D'Ardes, V., Schievano, A., Bocchi, S., Zand, N., Howe, C. J., & Bombelli, P. (2020). Tinted Semi-Transparent Solar Panels Allow Concurrent Production of Crops and Electricity on the Same Cropland. *Advanced Energy Materials*, 10(35), 2001189. <https://doi.org/10.1002/aenm.202001189>
- Tinsley, E., Froidevaux, J. S. P., & Jones, G. (2024). The location of solar farms within England's ecological landscape: Implications for biodiversity conservation. *Journal of Environmental Management*, 372, 123372. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2024.123372>
- Tinsley, E., Froidevaux, J. S. P., Zsebők, S., Szabadi, K. L., & Jones, G. (2023). Renewable energies and biodiversity: Impact of ground-mounted solar photovoltaic sites on bat activity. *Journal of Applied Ecology*, 60(9), 1752–1762. <https://doi.org/10.1111/1365-2664.14474>

- Tjiu, W., Marnoto, T., Mat, S., Ruslan, M. H., & Sopian, K. (2015). Darrieus vertical axis wind turbine for power generation I: Assessment of Darrieus VAWT configurations. *Renewable Energy*, 75, 50–67. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.09.038>
- Torabian, M. M., Jafari, M., & Bazargan, A. (2022). Discharge of lithium-ion batteries in salt solutions for safer storage, transport, and resource recovery. *Waste Management & Research: The Journal for a Sustainable Circular Economy*, 40(4), 402–409. <https://doi.org/10.1177/0734242X211022658>
- Trivedi, H. K., Meshram, A., & Gupta, R. (2023). Recycling of photovoltaic modules for recovery and repurposing of materials. *Journal of Environmental Chemical Engineering*, 11(2), 109501. <https://doi.org/10.1016/j.jece.2023.109501>
- Tröndle, T. (2020). Supply-side options to reduce land requirements of fully renewable electricity in Europe. *PLOS ONE*, 15(8), e0236958. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0236958>
- Troullaki, A., Latoufis, K., Marques, P., Freire, F., & Hatziargyriou, N. (2019). Life Cycle Assessment of Locally Manufactured Small Wind Turbines and Pico-Hydro Plants. *2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/SEST.2019.8849074>
- Tsai, C.-T., Ocampo, E. M., Beza, T. M., & Kuo, C.-C. (2020a). Techno-Economic and Sizing Analysis of Battery Energy Storage System for Behind-the-Meter Application. *IEEE Access*, 8, 203734–203746. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3036660>
- Tsai, C.-T., Ocampo, E. M., Beza, T. M., & Kuo, C.-C. (2020b). Techno-Economic and Sizing Analysis of Battery Energy Storage System for Behind-the-Meter Application. *IEEE Access*, 8, 203734–203746. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3036660>
- Tsang, M. P., Sonnemann, G. W., & Bassani, D. M. (2016a). Life-cycle assessment of cradle-to-grave opportunities and environmental impacts of organic photovoltaic solar panels compared to conventional technologies. *Solar Energy Materials and Solar Cells, Life cycle, environmental, ecology and impact analysis of solar technology*, 156, 37–48. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2016.04.024>
- Tsang, M. P., Sonnemann, G. W., & Bassani, D. M. (2016b). Life-cycle assessment of cradle-to-grave opportunities and environmental impacts of organic photovoltaic solar panels compared to conventional technologies. *Solar Energy Materials and Solar Cells, Life cycle, environmental, ecology and impact analysis of solar technology*, 156, 37–48. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2016.04.024>
- Tsotridis, G., & Pilenga, A. (2018). *EU harmonised terminology for low temperature water electrolysis for energy storage applications*. Publications Office. <https://doi.org/10.2760/138987> (Opera originale pubblicata European Commission. Joint Research Centre.)
- Tsuanyo, D., Amougou, B., Aziz, A., Nka Nnomo, B., Fioriti, D., & Kenfack, J. (2023). Design models for small run-of-river hydropower plants: A review. *Sustainable Energy Research*, 10(1), 3. <https://doi.org/10.1186/s40807-023-00072-1>
- Uldrijan, D., Kováčiková, M., Jakimiuk, A., Vaverková, M. D., & Winkler, J. (2021). Ecological effects of preferential vegetation composition developed on sites with photovoltaic power plants. *Ecological Engineering*, 168, 106274. <https://doi.org/10.1016/j.ecoleng.2021.106274>
- United Nations Economic Commission for Europe. (2021). *Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options*. https://unece.org/sites/default/files/2021-11/LCA_final.pdf
- United Nations Industrial Development Organization & International Center on Small Hydro Power. (2019). *Technical Guidelines for the Development of Small Hydropower Plants*. <https://www.unido.org/our-focus/safeguarding-environment/clean-energy-access-productive-use/renewable-energy/focus-areas/small-hydro-power/shp-technical-guideline>
- University of Michigan Center for Sustainable Systems. (2025, settembre). *Solar PV Energy*. <https://css.umich.edu/sites/default/files/2025-09/CSS07-08.pdf>
- U.S. Department of Energy. (s.d.-a). *Hydrogen Production Processes*. Recuperato <https://www.energy.gov/cmei/fuels/hydrogen-production-processes>
- U.S. Department of Energy. (s.d.-b). *Solar Photovoltaic System Cost Benchmarks*. Recuperato <https://www.energy.gov/cmei/systems/solar-photovoltaic-system-cost-benchmarks>

- U.S. Department of Energy. (s.d.-c). *What Types of Turbines are Used in Hydropower?* Types of Hydropower Turbines. Recuperato <https://www.energy.gov/cmei/water/types-hydropower-turbines>
- U.S. Department of Energy. (2019, dicembre 3). *PV Cells 101: A Primer on the Solar Photovoltaic Cell*. <https://www.energy.gov/cmei/systems/articles/pv-cells-101-primer-solar-photovoltaic-cell>
- U.S. Energy Information Administration. (2019). *Most U.S. utility-scale solar photovoltaic power plants are 5 megawatts or smaller*. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=38272>
- U.S. Energy Information Administration. (2023, ottobre 31). *How electricity is generated*. Electricity Explained. <https://www.eia.gov/energyexplained/electricity/how-electricity-is-generated.php>
- U.S. EPA. (2024). *Solar Panel Recycling*. <https://www.epa.gov/hw/solar-panel-recycling>
- U.S. EPA. (2025a). *Exposure Assessment Tools by Routes—Inhalation*. <https://www.epa.gov/expobox/exposure-assessment-tools-routes-inhalation>
- U.S. EPA. (2025b, aprile 23). *Scope 1 and Scope 2 Inventory Guidance*. <https://www.epa.gov/climateleadership/scope-1-and-scope-2-inventory-guidance>
- U.S. EPA. (2025c, giugno 8). *Lithium-Ion Battery Recycling Frequently Asked Questions*. <https://www.epa.gov/hw/lithium-ion-battery-recycling-frequently-asked-questions#hazwaste>
- U.S. EPA. (2025d, settembre 24). *Lithium-Ion Battery Recycling*. <https://www.epa.gov/hw/lithium-ion-battery-recycling>
- Utopia S.r.l. (2021). *Meyer Burger White MB-W120AyB 380W - 400W*. <https://www.utopia.solar/product-page/meyer-burger-white-mb-w120ayb-380w-400w>
- Van Beek, C. B., Yilmaz, E., & Boom, D. H. A. (2025). Sustainable Hydrometallurgical LFP Battery Recycling: Electrochemical Approaches. *ChemSusChem*, 18(11), e202402699. <https://doi.org/10.1002/cssc.202402699>
- Viet Long, N., Minh, C., Nogami, M., & Ohtaki, M. (2012). Novel Pt and Pd Based Core-Shell Catalysts with Critical New Issues of Heat Treatment, Stability and Durability for Proton Exchange Membrane Fuel Cells and Direct Methanol Fuel Cells. In F. Czerwinski (A c. Di), *Heat Treatment—Conventional and Novel Applications*. InTech. <https://doi.org/10.5772/51090>
- Viridian Solar Ltd. (2023). *Environmental Product Declaration Clearline fusion* (p. 17) [EDP]. <https://www.viridiansolar.com/assets/common/Clearline-fusion-module-EPD-Report.pdf>
- VPSolar. (2023). *BYD: Battery-Box Premium LVS – low voltage – from 3.8 kWh to 245.8 kWh*. BYD. <https://www.vpsolar.com/en/product/byd-battery-box-premium-lvs/>
- Wang, C., Ding, E., Zhang, X., Zeng, Y., Sun, W., Wei, Z., Yang, Y., & Tang, H. (2024). Selective flotation separation mechanism of LFPs and graphite electrode materials using CMC as inhibitor. *Journal of Environmental Chemical Engineering*, 12(2), 112297. <https://doi.org/10.1016/j.jece.2024.112297>
- Wang, X., Tian, X., Chen, X., Ren, L., & Geng, C. (2022). A review of end-of-life crystalline silicon solar photovoltaic panel recycling technology. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 248, 111976. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2022.111976>
- Wang, Z., Zeng, S., Guo, J., & Qin, T. (2019). State of health estimation of lithium-ion batteries based on the constant voltage charging curve. *Energy*, 167, 661–669. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.11.008>
- Wei, X., Sharma, S., Waeber, A., Wen, D., Sampathkumar, S. N., Margni, M., Maréchal, F., & Van Herle, J. (2024). Comparative life cycle analysis of electrolyzer technologies for hydrogen production: Manufacturing and operations. *Joule*, 8(12), 3347–3372. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2024.09.007>
- Weselek, A., Bauerle, A., Hartung, J., Zikeli, S., Lewandowski, I., & Högy, P. (2021). Agrivoltaic system impacts on microclimate and yield of different crops within an organic crop rotation in a temperate climate. *Agronomy for Sustainable Development*, 41(5), 59. <https://doi.org/10.1007/s13593-021-00714-y>
- Wind Engineering Spa. (2013, marzo). *WESPA 200/29-31-33*. <http://www.wind-engineering.it/documents/Scheda%20Tecnica%20Turbina%20WESPA%20200-29-31-33.pdf>

- WindEurope. (2020, maggio). *Accelerating Wind Turbine Blade Circularity*. <https://windeurope.org/data/products/accelerating-wind-turbine-blade-circularity/>
- WindUp Srl. (2018). *SILENT 1000 Prodotti*. <https://www.windup.eu/turbina-eolica-2-SILENT-1000>
- Wu, Z., Hu, Y., Wen, J. X., Zhou, F., & Ye, X. (2020). A Review for Solar Panel Fire Accident Prevention in Large-Scale PV Applications. *IEEE Access*, 8, 132466–132480. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3010212>
- Xie, M., Ruan, J., Bai, W., Qiao, Q., Bai, L., Zhang, J., Li, H., Lv, F., & Fu, H. (2018). Pollutant payback time and environmental impact of Chinese multi-crystalline photovoltaic production based on life cycle assessment. *Journal of Cleaner Production*, 184, 648–659. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.02.290>
- Yang, S., Yu, Z., Ma, W., Ma, L., Li, C., Fu, L., Li, M., Zhao, Z., & Yang, Y. (2023). Research on Carbon Emission of Solar Grade Polysilicon Produced by Metallurgical Route Using Digital Simulation Technology. *Silicon*, 15(15), 6567–6578. <https://doi.org/10.1007/s12633-023-02532-1>
- Yasutaka, T., Imoto, Y., Kurosawa, A., Someya, M., Higashino, K., Kalbe, U., & Sakanakura, H. (2017). Effects of colloidal particles on the results and reproducibility of batch leaching tests for heavy metal-contaminated soil. *Soils and Foundations*, 57(5), 861–871. <https://doi.org/10.1016/j.sandf.2017.08.014>
- Yudhistira, R., Khatiwada, D., & Sanchez, F. (2022). A comparative life cycle assessment of lithium-ion and lead-acid batteries for grid energy storage. *Journal of Cleaner Production*, 358, 131999. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.131999>
- Zampori, L., Saouter, E., Castellani, V., Schau, E., Cristobal, J., & Saia, S. (2016). *Guide for interpreting life cycle assessment result*. Publications Office. <https://data.europa.eu/doi/10.2788/171315>
- Zanoletti, A., Carena, E., Ferrara, C., & Bontempi, E. (2024). A Review of Lithium-Ion Battery Recycling: Technologies, Sustainability, and Open Issues. *Batteries*, 10(1), 38. <https://doi.org/10.3390/batteries10010038>
- Zenia Energy. (s.d.). *Zenia Wind*. Recuperato <https://www.zenia-wind.de/home.html>
- Zhang, K., Liang, X., Wang, L., Sun, K., Wang, Y., Xie, Z., Wu, Q., Bai, X., Hamdy, M. S., Chen, H., & Zou, X. (2022). Status and perspectives of key materials for PEM electrolyzer. *Nano Research Energy*, 1, e9120032. <https://doi.org/10.26599/NRE.2022.9120032>
- Zhang, Y., Cao, Y., Chen, T., & Lucchi, E. (2025). Optimized community-level distributed photovoltaic generation (DPVG): Aesthetic, technical, economic, and environmental assessment of building integrated photovoltaic (BIPV) systems. *Journal of Building Engineering*, 103, 112085. <https://doi.org/10.1016/j.job.2025.112085>
- Zhao, G., Kraglund, M. R., Frandsen, H. L., Wulff, A. C., Jensen, S. H., Chen, M., & Graves, C. R. (2020). Life cycle assessment of H₂O electrolysis technologies. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(43), 23765–23781. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.05.282>
- Zhao, T., Li, W., Traversy, M., Choi, Y., Ghahreman, A., Zhao, Z., Zhang, C., Zhao, W., & Song, Y. (2024). A review on the recycling of spent lithium iron phosphate batteries. *Journal of Environmental Management*, 351, 119670. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2023.119670>
- Zhong, X., Liu, W., Han, J., Jiao, F., Qin, W., Liu, T., & Zhao, C. (2019). Pyrolysis and physical separation for the recovery of spent LiFePO₄ batteries. *Waste Management*, 89, 83–93. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2019.03.068>
- Zhu, L., & Chen, M. (2020). Research on Spent LiFePO₄ Electric Vehicle Battery Disposal and Its Life Cycle Inventory Collection in China. *International Journal of Environmental Research and Public Health*, 17(23), 8828. <https://doi.org/10.3390/ijerph17238828>