

Life Cycle Assessment (LCA) della produzione di energia elettrica da fotovoltaico in Italia: situazione attuale e sviluppi futuri

Carmen Ferrara¹, Benedetta Marmioli², Maria Leonor Carvalho², Elisabetta Brivio², Andrea Danelli², Pierpaolo Girardi²

Abstract: Mediante applicazione LCA, lo studio propone una valutazione delle performance ambientali della generazione di elettricità da fotovoltaico (FV) in Italia considerando l'effettiva composizione del mix FV attuale e di quello previsto per i prossimi anni (al 2030). Con l'utilizzo di dati aggiornati e rappresentativi del contesto italiano è stata condotta una nuova modellazione dei sistemi FV che compongono il mix italiano attuale e futuro. Gli impatti ambientali degli scenari FV ottenuti sono stati confrontati con quelli relativi allo scenario FV italiano ottenibile con l'adozione dei relativi dataset di Ecoinvent v 3.8. I risultati hanno mostrato che lo scenario Ecoinvent porta ad una notevole sovrastima (tra 70% e 30%) della produzione di elettricità da FV in Italia.

1. Introduzione

Tra le energie rinnovabili, il solare fotovoltaico (FV) svolge un ruolo centrale e, secondo le previsioni dell'International Energy Agency (IEA), la potenza fotovoltaica complessiva aumenterà di quasi 1.500 GW nel periodo (2022-2027) superando il gas naturale e il carbone entro il 2026 e il 2027 rispettivamente (IEA, 2022).

Anche in Italia, il fotovoltaico è una delle energie rinnovabili più importanti, con una potenza installata a fine 2021 di 22,59 GW (GSE, 2021), pari a circa il 20% del totale (Terna, 2021).

Tuttavia, sebbene in fase operativa il fotovoltaico sia considerato completamente ecologico, provoca comunque impatti ambientali durante le fasi di produzione e smaltimento di tutte le componenti dei sistemi (Luo et al., 2018; Müller et al., 2021); pertanto, è necessario stimarne il profilo ambientale complessivo (Müller et al., 2021).

A tal proposito, la metodologia Life Cycle Assessment (LCA) è lo strumento più utilizzato per valutare la sostenibilità ambientale di sistemi alternativi adottando un approccio olistico che consente di stimare il consumo di risorse nonché le emissioni inquinanti che possono verificarsi durante il loro ciclo di vita

Negli anni sono stati pubblicati molti studi in merito all'applicazione della LCA al settore del fotovoltaico che differiscono in base all'approccio utilizzato dagli autori.

Un nutrito gruppo di studi LCA si è focalizzato sull'identificazione dell'optimum ambientale, confrontando differenti alternative fotovoltaiche in condizioni ideali per identificare le soluzioni più eco-compatibili al fine di fornire risultati utili per guidare lo sviluppo futuro del fotovoltaico nella direzione più sostenibile. Questi studi hanno preso in esame differenti aspetti

¹ Ricerca Sistema Energetico (RSE) S.p.A.: RSE, Sviluppo Sostenibile e Fonti Enegetiche, Via Rubattino, n. 54, 20134, Milano, Italia

E-mail: carmen.ferrara@rse-web-it

² Ricerca Sistema Energetico (RSE) S.p.A.: RSE, Sviluppo Sostenibile e Fonti Enegetiche, Via Rubattino, n. 54, 20134, Milano, Italia

del fotovoltaico come il tipo di: tecnologia fotovoltaica (Luo et al., 2018; Müller et al., 2021); configurazione dell'impianto (Olczak et al., 2022); alternative di fine vita (EoL) dei moduli fotovoltaici (Oteng et al., 2023), ecc.

Altri autori, invece, hanno condotto analisi ambientali della produzione di elettricità da fotovoltaico in specifici paesi, fornendo risultati utili sul profilo ambientale del mix fotovoltaico attualmente in uso e/o previsto per nei prossimi anni, in diverse nazioni.

Tuttavia, questi studi hanno adottato un approccio di sistema, valutando la generazione di elettricità da tutte le fonti energetiche incluse nel mix nazionale di specifici paesi europei come Italia (Bastos et al., 2023; Carvalho et al., 2022), Portogallo (Garcia et al., 2014), Ungheria (Kiss et al., 2020), ecc. In virtù del contesto più ampio, gli autori hanno utilizzato spesso dati generici per la determinazione del mix fotovoltaico nazionale, considerando unicamente le tecnologie FV dominanti. Per l'Italia per es. importanti studi di riferimento hanno preso in esame solo i sistemi in silicio cristallino con tecnologia di produzione delle celle Al-BSF (Aluminium Back Surface Field) (Bastos et al., 2023; Carvalho et al., 2022). Altra criticità riscontrata nella maggior parte degli studi LCA del fotovoltaico italiano è l'impiego di dati d'inventario non aggiornati e non sito-specifici per la modellazione LCA dei sistemi quali i dataset FV della banca dati Ecoinvent che si riferiscono a processi di produzione dei moduli in silicio cristallino risalenti al 2005 (Cucchiella et al., 2023; Rossi et al., 2021).

Pertanto, offrendo un contributo in tal senso, questo studio si focalizza sulla stima degli impatti ambientali del ciclo di vita della generazione di energia elettrica da fotovoltaico in Italia, con un duplice obiettivo:

- Definire l'effettiva composizione del mix FV italiano al 2021 (Scenario_2021) e del mix previsto per i prossimi anni (al 2030) (Scenario_2030) in termini di tipologie di tecnologie fotovoltaiche e di configurazioni impiantistiche mediante elaborazione di specifici dati statistici;
- Realizzare una modellazione LCA dei sistemi fotovoltaici che compongono i due scenari mediante l'impiego di dati d'inventario aggiornati e rappresentativi del contesto italiano e, conseguentemente, confrontare le performance ambientali dei suddetti scenari con quelle dello scenario Ecoinvent (SC_Ecoinv), cioè lo scenario FV italiano ottenibile adottando i relativi dataset di Ecoinvent v 3.8 senza apportare alcuna modifica.

2. Materiali e metodi

La maggior parte degli studi LCA del fotovoltaico italiano è stata realizzata impiegando i relativi dataset delle banche dati Ecoinvent in merito alla composizione tecnologica ed impiantistica, che prevedono unicamente tre tipologie di sistemi FV:

- Impianti installati a terra (T) con moduli in silicio policristallino (Poli-Si) con tecnologia Al-BSF,
- Impianti installati su tetto (NT) con moduli in silicio policristallino (Poli-Si) con tecnologia Al-BSF,
- Impianti installati su tetto (NT) con moduli in silicio monocristallino (Mono-Si) con tecnologia Al-BSF

Tale modellazione non riesce a rappresentare al meglio la complessità del parco fotovoltaico italiano al 2021, tanto meno quindi al 2030, sia per il numero limitato di tipologie d'impianto disponibili sia, soprattutto, per l'utilizzo di dati d'inventario non aggiornati (la maggior parte risalenti al 2005) e quindi non rappresentativi della realtà infrastrutturale.

Il settore del fotovoltaico, infatti, è in rapida espansione, i moduli in silicio cristallino rappresentano ancora la tecnologia fotovoltaica dominante, ma i film sottili e il silicio amorfo costituiscono ancora una quota non trascurabile della potenza complessiva installata; inoltre, focalizzandosi sulle differenti tecnologie di produzione delle celle in silicio cristallino è importante distinguere tra la tradizionale tecnologia Al-BSF e le tecnologie più recenti ed

efficienti quali: PERC (Passivated Emitter and Rear Cell); HJT (Heterojunction); IBC (Interdigitated Back Contact).

Pertanto, è stata condotta una ricostruzione del parco fotovoltaico italiano al 2021 e di quello previsto per il 2030 al fine di definire la ripartizione percentuale delle differenti tecnologie FV e configurazioni impiantistiche in termini di contributo fornito alla potenza fotovoltaica complessiva installata in Italia al termine degli anni di riferimento. La procedura utilizzata per la definizione della composizione dello scenario FV italiano al 2021 (SC_2021) consiste nell'incrocio ed elaborazione di dati e informazioni provenienti principalmente da due importanti fonti: i rapporti del GSE "Rapporto statistico – Solare Fotovoltaico" pubblicati dal 2008 al 2021 (GSE, 2024, 2021) in merito alla ripartizione della potenza installata in funzione della tipologia di installazione (a terra (T) e non a terra (NT)) e alla tipologia di modulo (silicio policristallino (Poli-Si) e monocristallino (Mono-Si); silicio amorfo (a-Si); tellururo di cadmio (CdTe) e diseleniuro di rame e indio (CIS)); e i rapporti annuali "International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV)" dell'associazione VDMA (Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau) pubblicati dal 2013 al 2022 (VDMA, 2024) in merito alle quote percentuali di mercato per l'anno di riferimento del rapporto e le previsioni di mercato per il decennio successivo delle differenti tecnologie di produzione delle celle FV in silicio cristallino (assumendo che le tecnologie PERC; HJT e IBC siano presenti solo in moduli in silicio monocristallino).

La stessa procedura appena descritta è stata seguita anche per la definizione della composizione dello scenario FV italiano previsto per il 2030 (SC_2030), integrando i dati precedenti con i dati FV previsti per i prossimi anni forniti dal rapporto del PNIEC 2.0 (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima) del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (PNIEC 2.0, 2023).

La Figura 1 riporta la composizione dello scenario FV italiano al 2021 (a) e al 2030 (b) in funzione di 1 kW di potenza FV complessiva installata.

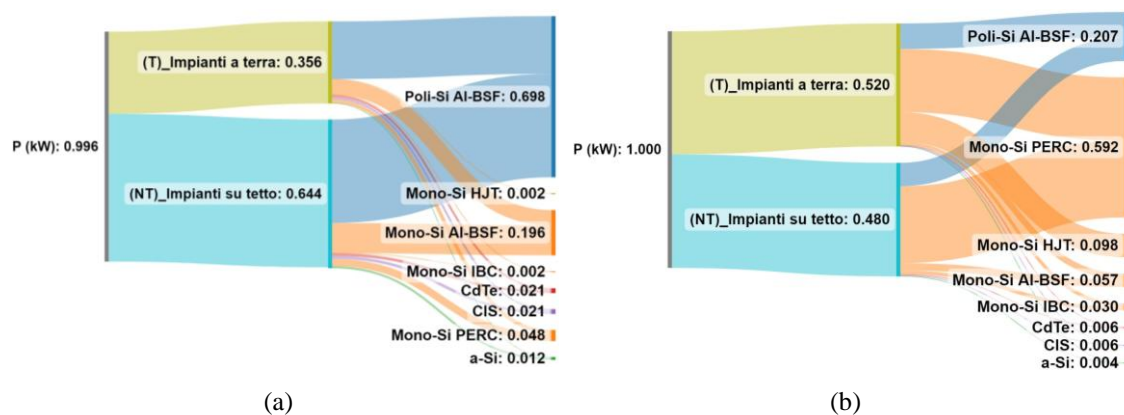


Figura 1. Ricostruzione del parco fotovoltaico in Italia al 2021 (a) e al 2030 (b) in funzione di 1 kW di potenza FV installata. Acronimi: Poli-Si= Moduli in silicio policristallino; Mono-Si= Moduli in silicio monocristallino; a-Si = Moduli in silicio amorfo; CdTe = Moduli in tellururo di cadmio; CIS = Moduli in diseleniuro di rame e indio; Al-BSF = Aluminium Back Surface Field; HJT = Heterojunction; IBC = Interdigitated Back Contact; PERC =Passivated Emitter and Rear Cell.

A valle della ricostruzione del parco fotovoltaico italiano al 2021 e al 2030 è stata condotta un'analisi LCA degli scenari FV ottenuti.

L'unità funzionale dello studio è stata definita come 1 kWh di energia elettrica prodotta da fotovoltaico in Italia. L'analisi è stata condotta applicando un approccio "dalla culla alla tomba"; pertanto sono state considerate tutte le fasi del ciclo di vita della produzione di elettricità da

fotovoltaico, dall'estrazione e lavorazione delle materie prime per la produzione dei sistemi fino allo smaltimento finale delle componenti.

A tal proposito, la Figura 2 mostra i confini del sistema di studio mettendo in evidenza le differenti scelte di modellazione attraverso l'uso di differenti colori. Tutte le fasi di processo rappresentate nei riquadri verdi sono state modellate con nuovi dataset costituiti da dati d'inventario aggiornati; la principale fonte di dati è stata l'International Energy Agency (IEA) mediante il report: "Life Cycle Inventories and Life Cycle Assessments of Photovoltaic Systems" pubblicato nel 2020 (Frischknecht et al., 2020).

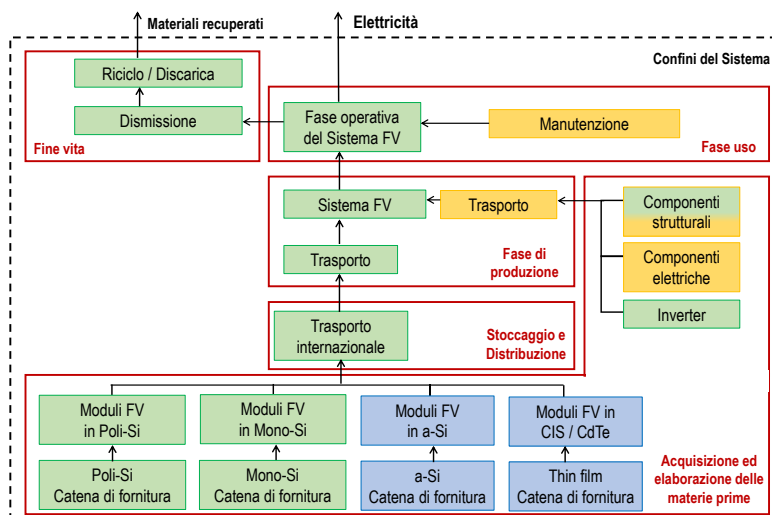


Figura 2. Confini del sistema di studio, elaborazione da report IEA 2020 (Frischknecht et al., 2020).

Per i processi posti nei riquadri gialli, principalmente componenti secondarie d'impianto come componenti strutturali (sistemi di montaggio) e componenti elettriche e i relativi trasporti al sito di installazione, sono stati mantenuti i dataset preesistenti di Ecoinvent in quanto il report di IEA non ha apportato aggiornamenti significativi. Infine, i processi relativi alla fase di produzione dei moduli a-Si, CdTe e CIS (riquadri blu) sono stati modellati utilizzando dati di inventario del database Ecoinvent v 3.8 ma adattando la modellazione al contesto fotovoltaico italiano.

Guardando alle tecnologie FV in silicio cristallino, la modellazione dei sistemi in Mono-Si e Poli-Si con tecnologia Al-BSF è stata condotta in base ai dati d'inventario del report IEA (Frischknecht et al., 2020); mentre le altre tecnologie di produzione delle celle (PERC, HJT, IBC) sono state modellate adottando i dati d'inventario e la procedura riportata in studi precedenti (Danelli and Brivio, 2021, 2020; Danelli and Gargiulo, 2019).

Gli impatti ambientali degli scenari sono stati stimati con l'adozione delle categorie d'impatto più rilevanti del metodo di valutazione Environmental Footprint v 3 (EF 3.0).

3. Risultati e discussione

Gli impatti del ciclo di vita dei due scenari fotovoltaici italiani considerati (SC_2021 e SC_2030) sono stati stimati adottando le categorie di impatto più rilevanti del metodo EF 3.0 e poi, confrontati con gli impatti del mix FV italiano ottenuto utilizzando i relativi dataset di Ecoinvent v 3.8 (SC_Ecoinv) e i risultati del confronto sono riportati in termini percentuali in Figura 3. A tal proposito, vale la pena sottolineare nuovamente che lo Scenario Ecoinvent risulta costituito unicamente dai tre sistemi fotovoltaici riportati nel paragrafo precedente: Impianti FV con moduli in silicio policristallino con tecnologia Al-BSF installati a terra e sul tetto e moduli in silicio monocristallino con tecnologia Al-BSF installati su tetto. Viceversa per gli scenari 2021 e 2030 sono state ricostruite le effettive composizioni del mix FV Italiano riportate in Figura 1. Dal

punto di vista infrastrutturale SC_2021 e SC_2030 non differiscono, varia però la composizione percentuale del mix FV e le ore equivalenti di funzionamento.

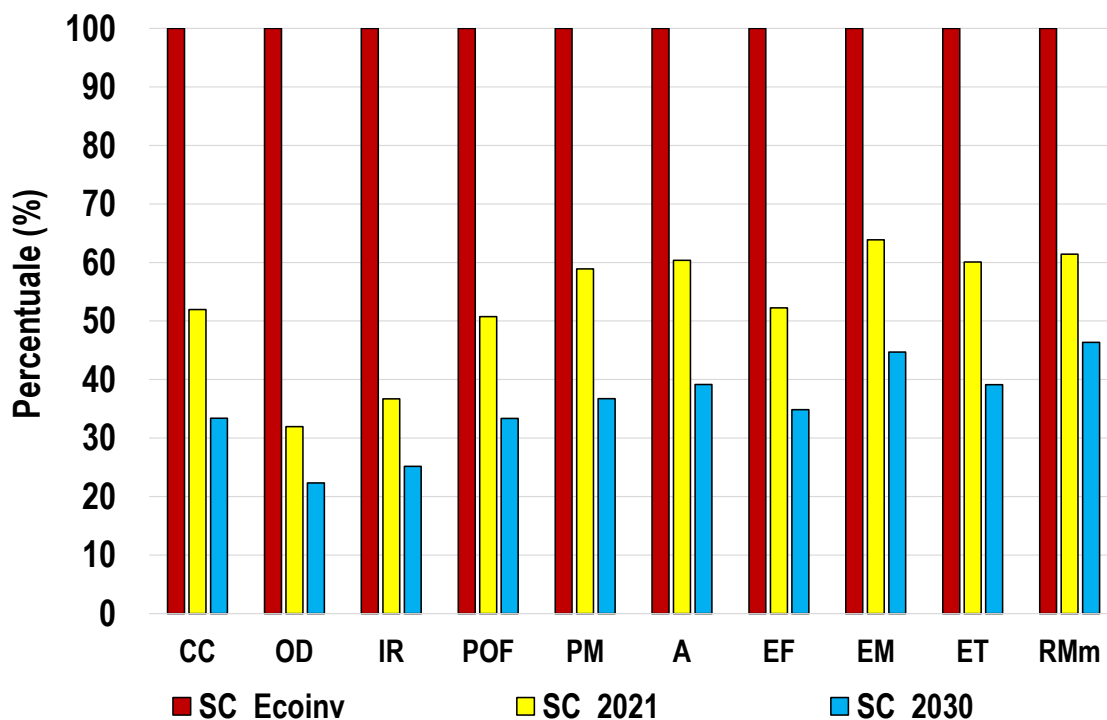


Figura 3. Confronto tra le performance ambientali dei differenti scenari FV considerati: SC_Ecoinvent; SC_2021 e SC_2030, stimate con l'adozione delle categorie d'impatto più rilevanti del metodo EF 3.0.

Le differenze tra le performance ambientali degli Scenari dipendono principalmente da tre importanti fattori: (i) le ore equivalenti di funzionamento; (ii) l'aggiornamento e sostituzione dei dataset per la modellazione delle infrastrutture delle tre tecnologie di generazione fotovoltaica già presenti nelle banche dati Ecoinvent v 3.8; (iii) l'inserimento della modellazione delle tecnologie FV più efficienti che compongono il parco fotovoltaico italiano e che non sono presenti nei dataset Ecoinvent (PERC, HJT e IBC).

Le differenti ore equivalenti inevitabilmente condizionano significativamente gli impatti dei mix fotovoltaici in funzione del kWh di elettricità prodotta; questo parametro chiave è stato aggiornato nella modellazione dei Scenari FV analizzati, considerando 1108 ore equivalenti complessive (998 ore per impianti non a terra e 1308 per impianti a terra) per lo scenario al 2021 e 1361 ore equivalenti complessive per lo scenario al 2030, mentre nei dataset Ecoinvent per il fotovoltaico italiano vengono considerate 1033 ore equivalenti.

Inoltre, con l'impiego di dati d'inventario aggiornati e più rappresentativi della realtà impiantistica italiana è stato possibile considerare l'aumento di efficienza delle componenti impiantistiche che si è avuta negli anni. Aspetto particolarmente rilevante per i moduli fotovoltaici in silicio cristallino, per i quali l'aumento dell'efficienza, raggiunto in tempi relativamente brevi, ha comportato l'impiego di una superficie in m² di modulo significativamente inferiore a parità di potenza installata. L'influenza di tale aspetto sui risultati è mostrata ancora più chiaramente in Figura 4 che presenta il confronto delle performance ambientali dello scenario Ecoinvent (SC_Ecoinv) e dello scenario 2021 (SC_2021), attraverso gli impatti ambientali in termini di cambiamento climatico (CC) e consumo di risorse minerarie e metalliche (RMm), di 1 kWh di elettricità generata dai soli tre sistemi FV disponibili nei dataset di Ecoinvent per la modellazione del mix italiano. Per evidenziare la differenza tra le due modellazioni per la stessa tipologia di tecnologia FV, sono stati utilizzati gli stessi valori di ore equivalenti, cioè quelle relative al 2021.

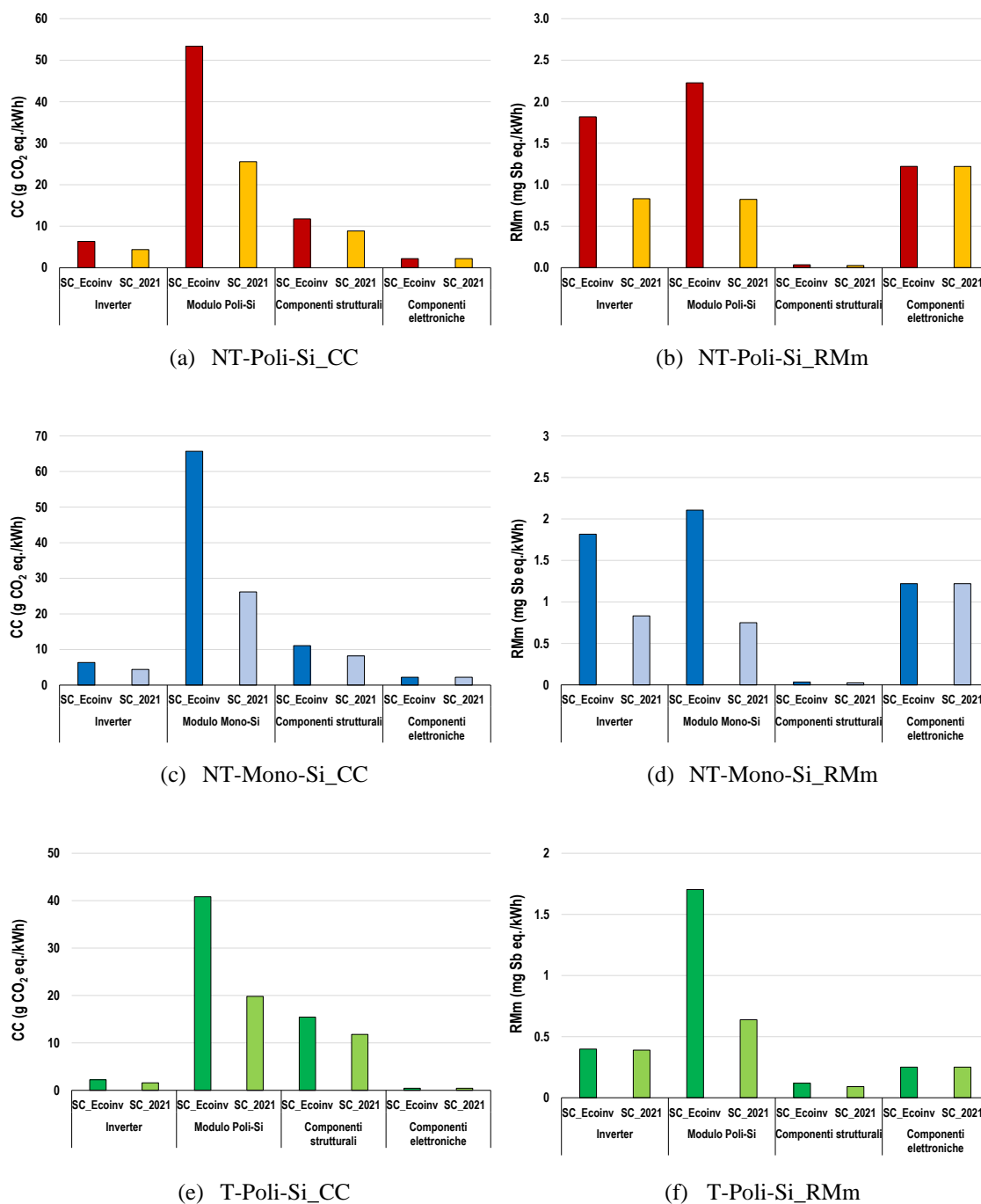


Figura 4. Confronto degli impatti ambientali in termini di cambiamento climatico (CC) e consumo di risorse minerali e metalliche (RMm), della generazione di 1kWh di elettricità da tre sistemi FV: silicio policristallino Al-BSF con installazione su tetto (a,b) e a terra (e,f) e silicio monocristallino A-BSF con installazione su tetto (c,d) adottando lo Scenario Ecoinvent (SC_Ecoinv) e lo Scenario 2021 definito nello studio (SC_2021).

La scelta delle due categorie d'impatto mostrate in figura deriva dalla loro rilevanza nel settore del fotovoltaico. Studi precedenti, infatti, hanno evidenziato come la decarbonizzazione della produzione di energia elettrica si verifichi a scapito di un aumento degli impatti in termini

di consumo di risorse, prevalentemente dovuti al cospicuo impiego di metalli nella produzione delle componenti dei sistemi FV (Bellocchi et al., 2023; Carvalho et al., 2022).

Il primo aspetto che emerge chiaramente è che il modulo fotovoltaico è sempre la componente di impianto che fornisce il contributo più alto all'impatto dell'infrastruttura. Guardando ai risultati in termini di CC, gli impatti dei moduli sono imputabili principalmente alla fase di produzione del silicio necessario alla generazione dei wafer, con la produzione del silicio monocristallino leggermente più impattante della corrispettiva produzione del silicio policristallino a causa di un maggior consumo energetico (Ludin et al., 2018). Invece, in termini di consumo di risorse, gli impatti dei moduli sono generati soprattutto dal consumo di metalli impiegati per la produzione di componenti ausiliare quali rame (per i cavi) e argento (per la pasta metallica di giunzione tra le celle fotovoltaiche); inoltre gli impatti dei moduli in silicio monocristallino sul consumo di risorse risultano essere inferiori grazie all'efficienza più alta che si traduce in un quantitativo inferiore di m^2 di moduli necessari a parità di potenza installata.

A tal proposito, l'aggiornamento della modellazione ha consentito una riduzione significativa degli impatti, maggiore del 60% sia in termini di emissioni di gas ad effetto serra sia in termini di consumo di risorse; grazie principalmente all'aumento dell'efficienza dei moduli di circa 4.5% per i moduli in silicio policristallino e 5.5% per quelli in silicio monocristallino rispetto alle efficienze adottate nei dataset Ecoinvent v 3.8.

Altro aspetto rilevante riguarda l'elevato contributo degli inverter agli impatti in termini di consumo di risorse, ma anche per tali componenti lo scenario 2021 ha mostrato una notevole riduzione degli impatti; inoltre i risultati mostrano un significativo benefico effetto taglia per gli impatti degli inverter degli impianti installati a terra, ciò vuol dire che inverter di capacità maggiore generano impatti inferiori rispetto ad inverter più piccoli (Olczak et al., 2022) a parità di potenza installata.

Infine, dall'analisi dei risultati dello studio, è emersa chiaramente la notevole influenza esercitata dalla variazione dell'efficienza dei moduli fotovoltaici e delle ore equivalenti di funzionamento degli impianti sulle performance ambientali degli scenari considerati. Questi parametri potrebbero presentare una significativa variabilità negli anni dovuta principalmente al progresso tecnologico del settore; pertanto sarebbe opportuno condurre un'analisi di incertezza su tali dati primari soprattutto nella definizione di scenari fotovoltaici futuri. Nell'ambito del presente studio tale aspetto sarà oggetto di approfondimenti nelle linee di sviluppo future.

4. Conclusioni

Confrontando le performance ambientali dei due scenari FV analizzati in questo studio (SC_2021 e SC_2030) con quelli dello scenario FV italiano di Ecoinvent, è emerso che quest'ultimo comporta una significativa sovrastima degli impatti della produzione di energia elettrica fotovoltaica in Italia; mostrando impatti più elevati dal 70% al 30% (a seconda della categoria di impatto considerata). La maggiore sostenibilità dei due nuovi scenari è dovuta principalmente a tre fattori chiave: i valori aggiornati delle ore equivalenti di funzionamento; l'aggiornamento dei dati di inventario relativi alle infrastrutture delle tecnologie fotovoltaiche già disponibili nel database Ecoinvent v.3.8 e l'aggiunta di nuovi dataset per le tecnologie più avanzate incluse nella composizione del mix fotovoltaico italiano (come PERC, HJT, IBC). Fornendo un'analisi LCA rappresentativa del mix fotovoltaico italiano (attuale e previsto per i prossimi anni), i risultati dello studio possono essere utilizzati da altri ricercatori e stakeholder che necessitano di considerare nei loro studi la valutazione ambientale dell'elettricità fotovoltaica prodotta in Italia.

5. Ringraziamenti

Questo lavoro è stato finanziato dal Fondo di Ricerca per il Sistema Elettrico nell'ambito del Piano Triennale 2022-2024 (DM MITE n. 337, 15.09.2022), in ottemperanza al DM 16 aprile 2018

6. Bibliografia

- Bastos, J., Prina, M.G., Garcia, R., 2023. Life-cycle assessment of current and future electricity supply addressing average and marginal hourly demand: An application to Italy. *Journal of Cleaner Production* 399, 136563. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.136563>
- Bellocchi, S., De Falco, M., Facchino, M., Manno, M., 2023. Hydrogen blending in Italian natural gas grid: Scenario analysis and LCA. *Journal of Cleaner Production* 416, 137809. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.137809>
- Carvalho, M.L., Marmiroli, B., Girardi, P., 2022. Life cycle assessment of Italian electricity production and comparison with the European context. *Energy Reports* 8, 561–568. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.02.252>
- Cucchiella, F., Rotilio, M., Capannolo, L., De Berardinis, P., 2023. Technical, economic and environmental assessment towards the sustainable goals of photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 188, 113879. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113879>
- Danelli, A., Brivio, E., 2021. Analisi LCA di un impianto fotovoltaico dalla tecnologia promettente IBC e confronto con altre soluzioni innovative. *Rapporto di Sistema, RSE*, n. 21010651, Milano.
- Danelli, A., Brivio, E., 2020. Analisi LCA di un impianto fotovoltaico piano con moduli PERC e confronto con altre tecnologie innovative. *Rapporto di Sistema, RSE*, n. 21007437.
- Danelli, A., Gargiulo, A., 2019. LCA di un impianto fotovoltaico piano con moduli ad eterogiunzione. *Ricerca di Sistema, RSE*, n. 20000493, Milano.
- Frischknecht, R., Stolz, P., Krebs, L., de Wild-Scholten, M., Sinha, P., 2020. Life cycle inventories and life cycle assessment of photovoltaic systems. Report IEA-PVPS T12-19. International Energy Agency (IEA) PVPS Task 12. <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/12/IEA-PVPS-LCI-report-2020.pdf>
- Garcia, R., Marques, P., Freire, F., 2014. Life-cycle assessment of electricity in Portugal. *Applied Energy* 134, 563–572. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.08.067>
- GSE, 2024. Statistiche [WWW Document]. URL https://www.gse.it/Dati-e-Scenari_site/statistiche_site (accessed 3.15.24).
- GSE, 2021. Solare Fotovoltaico - Rapporto statistico 2021. https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202021.pdf.
- IEA, 2022. International Energy Agency. Renewables 2022 – Analysis and forecast to 2027. <https://www.iea.org/reports/renewables-2022>.
- Kiss, B., Kácsor, E., Szalay, Z., 2020. Environmental assessment of future electricity mix – Linking an hourly economic model with LCA. *Journal of Cleaner Production* 264, 121536. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.121536>
- Ludin, N.A., Mustafa, N.I., Hanafiah, M.M., Ibrahim, M.A., Asri Mat Teridi, M., Sepeai, S., Zaharim, A., Sopian, K., 2018. Prospects of life cycle assessment of renewable energy from solar photovoltaic technologies: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 96, 11–28. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.07.048>
- Luo, W., Khoo, Y.S., Kumar, A., Low, J.S.C., Li, Y., Tan, Y.S., Wang, Y., Aberle, A.G., Ramakrishna, S., 2018. A comparative life-cycle assessment of photovoltaic electricity generation in Singapore by multicrystalline silicon technologies. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 174, 157–162. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2017.08.040>
- Müller, A., Friedrich, L., Reichel, C., Herceg, S., Mittag, M., Neuhaus, D.H., 2021. A comparative life cycle assessment of silicon PV modules: Impact of module design, manufacturing location and inventory. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 230, 111277. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2021.111277>
- Neumüller, A., Geier, S., Österreicher, D., 2023. Life Cycle Assessment for Photovoltaic Structures—Comparative Study of Rooftop and Free-Field PV Applications. *Sustainability* 15, 13692. <https://doi.org/10.3390/su151813692>
- Olczak, P., Żelazna, A., Stecula, K., Matuszewska, D., Lelek, Ł., 2022. Environmental and economic analyses of different size photovoltaic installation in Poland. *Energy for Sustainable Development* 70, 160–169. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2022.07.016>
- Oteng, D., Zuo, J., Sharifi, E., 2023. An evaluation of the impact framework for product stewardship on end-of-life solar photovoltaic modules: An environmental lifecycle assessment. *Journal of Cleaner Production* 411, 137357. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.137357>
- PNIEC 2.0, 2023. PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA. Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica. https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2023.pdf.
- Rossi, F., Heleno, M., Basosi, R., Sinicropi, A., 2021. LCA driven solar compensation mechanism for Renewable Energy Communities: the Italian case. *Energy* 235, 121374. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121374>
- Terna, 2021. Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2021. <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche>
- VDMA, 2024. International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) - vdma.org - VDMA [WWW Document]. URL <https://www.vdma.org/international-technology-roadmap-photovoltaic> (accessed 3.15.24).