



Ricerca di Sistema elettrico

Analisi tecnico-economica di impianti ibridi CSP/PV per diversi casi studio di interesse nazionale

Alberto Giaconia, Roberto Grena

Analisi tecnico-economica di impianti ibridi CSP/PV per diversi casi studio di interesse nazionale
Alberto Giaconia, Roberto Grena (ENEA)

Dicembre 2020

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 – 2^a annualità

Obiettivo: *Tecnologie*

Progetto: Progetto 1.9 Solare Termodinamico

Linea di attività: LA 1.39 - *Ibridizzazione e integrazione di impianti CSP con altre tecnologie energetiche: analisi tecnico-economica preliminare di impianti ibridi CSP/PV*

Responsabile del Progetto: Alberto Giaconia, ENEA

Responsabile scientifico ENEA: Alberto Giaconia

Indice

| | |
|---|----|
| SOMMARIO | 4 |
| INTRODUZIONE | 5 |
| METODOLOGIA DI ANALISI E CASI STUDIO | 6 |
| RISULTATI | 7 |
| Generazione variabile (8-50 MWe) nell'Italia Meridionale (caso A) | 7 |
| Generazione costante (50 MWe) in sito con bassa variazione solare stagionale (caso B) | 9 |
| CONCLUSIONI | 10 |
| ABBREVIAZIONI E ACRONIMI | 11 |
| RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI | 11 |

Sommario

Nella Linea di Attività LA1.38 è stato introdotto un modello d'integrazione funzionale tra impianti solari a concentrazione (CSP) con accumulo termico (TES) e fotovoltaici (PV) e una metodologia di analisi di impianti ibridi CSP/PV in relazione a diversi criteri di ottimizzazione. In questo report vengono riportati i risultati preliminari ottenuti dall'ENEA nell'ambito della Linea di Attività LA1.39 in applicazione di tale modello d'integrazione: l'impianto PV soddisfa la domanda energetica prevalentemente durante le ore diurne, mentre il CSP (campo solare a concentrazione, TES, generatore termoelettrico) provvede a soddisfare la domanda energetica prevalentemente di notte attraverso il TES; eventuali eccessi di produzione elettrica da PV (rispetto al fabbisogno) vengono degradati termicamente nel TES per essere successivamente recuperati con la generazione termoelettrica; i due campi solari (PV e solare a concentrazione) sono pertanto indipendenti, ma le due tecnologie di generazione elettrica trovano integrazione funzionale al livello del TES. In particolare, la metodologia è stata applicata per effettuare l'analisi tecnico-economica su due casi studio molto differenti in termini di caratteristica del carico elettrico da soddisfare e della radiazione solare: (i) generazione elettrica in una tipica località dell'Italia meridionale (Sicilia), con elevata variazione stagionale dell'intensità solare, per generare elettricità secondo i tipici profili di carico (variabili) nazionali; (ii) generazione elettrica costante per alimentare un distretto industriale in una località con bassa variazione stagionale dell'intensità solare (sito semi-arido in Africa, zona sub-Sahara). I risultati ottenuti dimostrano come gli impianti ibridi CSP/PV permettono di soddisfare a costi contenuti quasi il 70% della domanda elettrica in condizioni di estrema variabilità della stessa domanda e della risorsa solare e oltre il 90% della domanda elettrica in condizioni di minima variabilità di domanda e intensità solare. I risultati presentati in tale report sono in modo esteso riportati in una pubblicazione scientifica al seguente riferimento:

A. Giaconia, R. Grena. "A model of integration between PV and thermal CSP technologies". *Solar Energy*. 2021, vol.224, p. 149–159 (DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.05.043>).

I risultati promettenti ottenuti in tale analisi preliminare verranno ulteriormente approfonditi in collaborazione con il Politecnico di Milano nelle Linee di Attività LA1.40 e LA1.41.

Introduzione

Il continuo incremento di produzione elettrica da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) di natura prevalentemente “non programmabile”, come solare fotovoltaico ed eolico, determinerà una crescente attenzione verso i sistemi di accumulo e la capacità di controllare la “dispacciabilità” dell’energia prodotta. La sfida sarà quella di massimizzare la copertura del fabbisogno energetico (su base annuale) attraverso le FER mantenendo costi di generazione competitivi.

Indubbiamente oggi il PV ha costi di produzione molto competitivi, ma l’introduzione di sistemi di accumulo elettrochimici (batterie) risulta economicamente non conveniente per tempi di stoccaggio superiori alle 3 ore [1,2]. Per capacità di stoccaggio superiori (anche fino a 16 ore o superiori) la tecnologia CSP con accumulo termico (TES) offre una soluzione a costi inferiori per la fornitura di elettricità “dispacciabile”, ovvero in modo controllato (su richiesta dell’utilizzatore) [1,3,4].

In tale rapporto viene presentata un’analisi preliminare dell’integrazione funzionale tra CSP e PV al fine di aumentare la dispacciabilità dell’energia solare, minimizzandone i costi, combinando al meglio le caratteristiche delle due tecnologie: basso costo della generazione “diretta” da PV e capacità di estendere la produzione nelle ore notturne (e di bassa insolazione) del CSP con accumulo termico. Attraverso l’accumulo termico dell’impianto ibrido CSP/PV sarà pertanto possibile coprire la lacuna tra domanda della rete e disponibilità della fonte solare e, in parte, anche assorbire eventuali eccessi di produzione da PV.

Nella Linea di Attività LA1.38 del programma di ricerca (PTR2019-21, progetto “Solare Termodinamico”) è stato introdotto il modello d’integrazione funzionale tra impianti CSP con accumulo termico (TES) e PV; è stata inoltre sviluppata la metodologia di analisi degli impianti ibridi CSP/PV in relazione a diversi criteri di ottimizzazione. In questo report vengono riportati i risultati preliminari ottenuti dall’ENEA nell’ambito della Linea di Attività LA1.39 in applicazione di tale modello d’integrazione.

Come descritto nelle sezioni successive, la metodologia è stata applicata per effettuare l’analisi tecnico-economica su due casi studio molto differenti in termini di caratteristica del carico elettrico da soddisfare e della radiazione solare:

- A. generazione elettrica in una tipica località dell’Italia Meridionale (Sicilia) caratterizzata da un’elevata variazione stagionale dell’intensità solare, per generare elettricità secondo i tipici profili di carico (variabili) nazionali;
- B. generazione elettrica costante per alimentare un distretto industriale in una località con bassa variazione stagionale dell’intensità solare (sito semi-arido in Africa, zona sub-Sahara: Burkina Faso).

Per ogni caso studio è stato stimato il costo di produzione dell’elettricità (LCOE, €/kWh). Tale costo è stato confrontato con quello relativo a un impianto PV, ottenendo così il costo addizionale dovuto alla “dispacciabilità” dell’energia prodotta.

I risultati presentati in tale report sono in modo esteso riportati in una pubblicazione scientifica sulla rivista Solar Energy: A. Giaconia, R. Grena, “A model of integration between PV and thermal CSP technologies”, Solar Energy, 2021, vol.224, p. 149–159 (DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.05.043>) [5].

Metodologia di analisi e casi studio

La descrizione degli impianti ibridi CSP/PV con integrazione funzionale a livello del TES e la rispettiva metodologia di analisi è stata ampiamente riportata nel report della Linea di Attività LA1.38 e nella sezione “*Integration scheme and methodology*” della sopra citata pubblicazione sulla rivista Solar Energy [5].

Come introdotto nella sezione precedente, il primo caso studio (A) prende come riferimento i profili orari di carico della rete elettrica nazionale (italiana) forniti da Terna per l’anno 2015 [6]. Il profilo di carico è stato normalizzato considerando l’utenza di una comunità di 50,000 abitanti. Inoltre, sono state utilizzate le sequenze orarie della radiazione solare nel sito di Priolo Gargallo (prov. Siracusa).

Il secondo caso studio (B) considera un carico elettrico costante (24 h/24 h) pari a 50 MWe, ad esempio per alimentare un distretto industriale, in una località dell’Africa sub-Sahariana nel nord del Burkina Faso nei pressi della città di Kaya. Si tratta di un sito caratterizzato dalla presenza di un distretto industriale e al tempo stesso difficoltà di approvvigionamento energetico, per cui lo sfruttamento di fonti energetiche (rinnovabili) locali risulta prioritario per limitare l’importazione di combustibili e sostenere quindi le attività del distretto industriale.

Per entrambi i casi studio sono state utilizzate le sequenze orarie della radiazione solare (DNI, GHI) ricavate dal database Solaritaly per l’anno 2015. In Figura 1 sono riportati i valori medi mensili della radiazione solare (Diretta Normale e Globale) sui due siti di riferimento. Da tali andamenti si può osservare come, rispetto al sito sub-Sahariano, il sito Mediterraneo (Priolo Gargallo) è caratterizzato da un’elevata differenza della radiazione solare tra stagione estiva e invernale. Pertanto i casi studio scelti presentano caratteristiche molto differenti: massima e minima variabilità del carico e della fonte rinnovabile rispettivamente nei casi A e B. In entrambi i casi si cercherà di ottimizzare l’integrazione CSP/PV in modo da ottenere la massima copertura del carico elettrico.

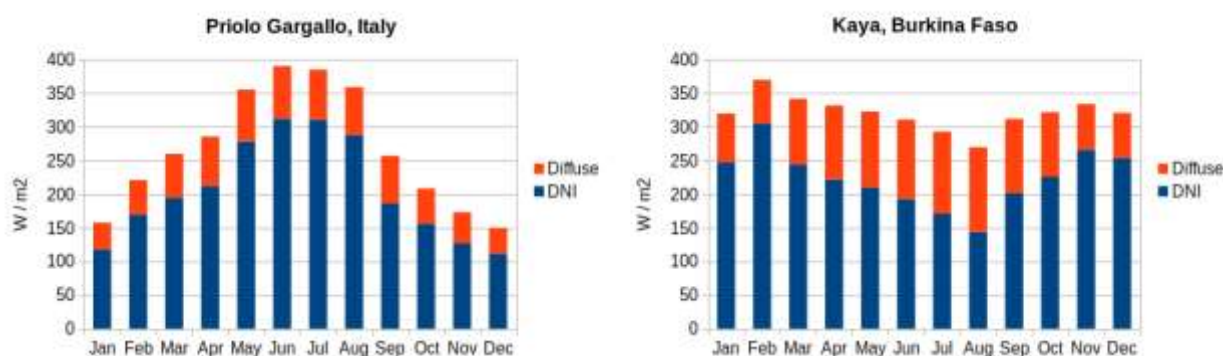


Figura 1: valori medi mensili della radiazione solare (Diretta Normale e Globale) sui due siti considerati [5].

La valutazione tecnico-economica preliminare degli impianti ibridi CSP/PV è stata realizzata valutando i costi d’investimento (CAPEX) dell’impianto CSP, sulla base dell’esperienza ENEA, e dell’impianto PV (il cui costo d’investimento è stato assunto pari a 650 € per kW di picco installato). In particolare, nel caso del CSP è stata assunta la tecnologia caratterizzata dall’utilizzo di collettori lineari del sale fuso tipo “solar salt” (miscela $\text{NaNO}_3/\text{KNO}_3$, 60/40 w/w) come fluido termovettore e mezzo di stoccaggio termico alla temperatura massima di 550°C. Maggiori dettagli sulla stima dei costi d’investimento (CAPEX) e operativi (OPEX), oltre alla stima dei costi di generazione (LCOE) sono forniti nella sopra citata pubblicazione sulla rivista Solar Energy [5].

E’ stato imposto un limite massimo del 10% per l’energia prodotta dall’impianto PV degradabile termicamente sul TES, su base annuale.

Risultati

Generazione variabile (8-50 MWe) nell'Italia Meridionale (caso A)

Nel caso del sito Mediterraneo (A), sebbene il picco della domanda della rete corrisponda a 50 MWe, è stato assunto un generatore termoelettrico con potenza nominale (massima) pari a 40 MWe con minimo tecnico operativo pari a 8 MWe (20% della potenza massima). Tale capacità permette di coprire il carico notturno (dell'ordine dei 17-25 MWe dipendentemente dalla stagione e dal giorno della settimana) e parte del carico diurno per coprire in caso di bassa producibilità da PV. Il modello prende anche in considerazione la diminuzione dell'efficienza del ciclo Rankine quando la potenza del generatore termoelettrico viene ridotta (operazione fuori punto di progetto).

E' stato determinato come un adeguato dimensionamento dei due campi solari (PV e solare a concentrazione) si riuscirebbe a coprire fino al 67% del carico della rete (su base annuale) utilizzando le dimensioni caratteristiche riportate in Tabella 1. In Tabella 1 sono anche riportati i contributi alla generazione elettrica annuale forniti dal generatore termoelettrico e dall'impianto PV in modo "diretto" (non comprendente la frazione generata da PV e dissipata termicamente nel TES).

E' stato infine determinato il costo di produzione dell'energia elettrica (LCOE) per le diverse configurazioni d'impianto analizzate. Tale costo è stato confrontato con il costo di impianti PV "stand alone". I risultati sono riportati in Tabella 2. In generale, a parità di copertura del fabbisogno della rete elettrica, il costo di generazione dell'energia elettrica (LCOE) diminuisce all'aumentare dell'estensione del campo PV rispetto al campo solare a concentrazione. Risulta pertanto conveniente, a parità di altre condizioni, massimizzare l'estensione del campo solare PV.

Tabella 1: caratteristiche dimensionali dell'impianto ibrido CSP/PV nel caso di generazione variabile (range: 8-50 MWe, secondo profilo elettrico nazionale) nel sito di Priolo Gargallo (Italia) [5].

| | | impianto ibrido CSP/PV | solo impianto PV |
|---|-------------------------------|---------------------------|------------------------|
| Superficie captante | campo solare a concentrazione | 440.000 m ² | - |
| | campo PV | 260.000 m ² | 310.000 m ² |
| | TOTALE | 700.000 m ² | 310.000 m ² |
| Dimensione TES | | 24 ore | - |
| Copertura annuale del carico elettrico | Generatore termoelettrico | 39% | - |
| | PV "diretto" | 28% | 32% |
| | TOTALE | 67% | 32% |
| Costo stimato di produzione dell'energia elettrica (LCOE) | | 11 €/MWh | 5 €/MWh |

In Figura 2 è mostrato un tipico andamento dei parametri energetici durante una giornata operativa. Per ragioni grafiche l'energia termica generata dal campo solare a concentrazione (linea verde) è stata scalata secondo un fattore $\times 0.4$ corrispondente all'equivalente elettrico del generatore termoelettrico (considerando l'efficienza nominale del 40%). Possiamo osservare le seguenti condizioni di funzionamento:

- Prima del sorgere del sole: si parte da una situazione notturna (dopo mezzanotte) in cui il TES è già completamente scarico e pertanto il generatore termoelettrico (Power Block, PB) non è in grado di produrre; non c'è pertanto possibilità di coprire il carico elettrico richiesto dalla rete prima del sorgere del sole.
- Dopo le ore 8 del mattino il PV inizia a produrre e coprire il carico della rete mentre il TES inizia a caricarsi fino al punto di consentire al PB di iniziare la produzione al minimo tecnico (8 MWe).
- Tra le ore 9 e le ore 15 la domanda della rete elettrica risulta completamente soddisfatta dal PV (diretto) e dal PB al minimo tecnico; in tale periodo avviene anche un eccesso di produzione da PV che viene dissipato termicamente nel TES.
- Dalle ore 15 la produzione da PV inizia a diminuire fino ad annullarsi alle ore 19 (tramonto); in tale intervallo di tempo la domanda della rete continua a essere soddisfatta dal generatore termoelettrico (PB) che gradualmente aumenta la potenza generata per coprire la lacuna lasciata dal PV.
- Dopo le ore 19 la carica residua del TES consente ancora di coprire il carico elettrico notturno fino oltre la mezzanotte.

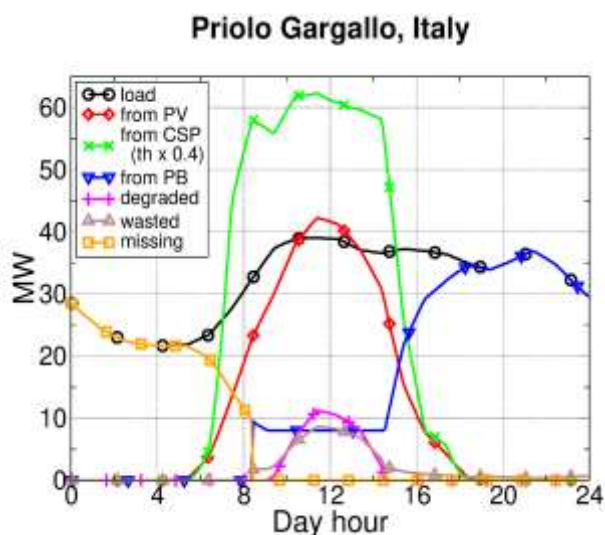


Figura 2: parametri energetici durante una tipica giornata operativa di un impianto ibrido CSP/PV nel caso di generazione variabile (range: 8-50 MWe) nel sito di Priolo Gargallo (Italia): domanda della rete elettrica (nera), energia elettrica prodotta da PV (rossa), energia elettrica equivalente (i.e. energia termica moltiplicata per il fattore $\times 0.4$) prodotta dal campo solare a concentrazione (verde), energia elettrica prodotta da generatore termoelettrico (PB, blu), produzione PV in eccesso degradata termicamente nel TES (viola), potenza richiesta dalla rete non soddisfatta (arancione) [5].

Generazione costante (50 MWe) in sito con bassa variazione solare stagionale (caso B)

In tal caso occorrerà installare un generatore termoelettrico della potenza nominale pari al carico elettrico costante della rete elettrica (50 MWe).

Un adeguato dimensionamento dei due campi solari (PV e solare a concentrazione) permette di coprire fino al 90% del carico della rete (su base annuale) utilizzando le dimensioni caratteristiche riportate in Tabella 2.

Analogamente a quanto descritto per il caso precedente (B) è stato determinato il costo di produzione dell'energia elettrica (LCOE), riportato in Tabella 3. Anche in tal caso, a parità di copertura del fabbisogno della rete elettrica, il costo di generazione dell'energia elettrica (LCOE) diminuisce all'aumentare dell'estensione del campo PV rispetto al campo solare a concentrazione. Rispetto al caso precedente il costo di generazione dell'elettricità risulta inferiore in virtù della maggiore produttività annuale.

In Figura 3 è mostrato un tipico andamento dei parametri energetici durante una giornata operativa. In tal caso è mostrata una giornata sfavorevole per la generazione solare perché si tratta di una giornata caratterizzata da una radiazione solare prevalentemente diffusa. Possiamo osservare le seguenti condizioni di funzionamento:

- Prima del sorgere del sole: si parte da una situazione notturna (dopo mezzanotte) in cui il TES è già completamente scarico e pertanto il generatore termoelettrico (Power Block, PB) non è in grado di produrre; non c'è pertanto possibilità di coprire il carico elettrico richiesto dalla rete prima del sorgere del sole.
- Dopo le ore 7 del mattino il PV inizia a produrre e coprire parte del carico della rete mentre il TES inizia a caricarsi
- Dopo le ore 9 il PV è in grado di coprire interamente il carico della rete mentre il PB di iniziare la produzione al minimo tecnico (10 MWe).
- Tra le ore 9 e le ore 15 la domanda della rete elettrica risulta completamente soddisfatta dal PV (diretto) e dal PB al minimo tecnico; in tale periodo avviene anche un eccesso di produzione da PV che viene dissipato termicamente nel TES.
- Dalle ore 15 la produzione da PV inizia a diminuire fino ad annullarsi alle ore 18 (tramonto); in tale intervallo di tempo la domanda della rete continua a essere soddisfatta dal generatore termoelettrico (PB) che gradualmente aumenta la potenza generata per coprire la lacuna lasciata dal PV.
- Dopo le ore 19 la carica residua del TES consente ancora di coprire il carico elettrico notturno fino oltre la mezzanotte.

Tabella 2: caratteristiche dimensionali dell'impianto ibrido CSP/PV nel caso di generazione costante (50 MWe) nel sito di Kaya (Burkina Faso) [5].

| | | impianto ibrido CSP/PV | solo impianto PV |
|---|-------------------------------|---------------------------|------------------------|
| Superficie captante | campo solare a concentrazione | 820.000 m ² | - |
| | campo PV | 490.000 m ² | 450.000 m ² |
| | TOTALE | 1.310.000 m ² | 450.000 m ² |
| Dimensione TES | | 24 ore | - |
| Copertura annuale del carico elettrico | Generatore termoelettrico | 55% | - |
| | PV "diretto" | 35% | 33.5% |
| | TOTALE | 90% | 33.5% |
| Costo stimato di produzione dell'energia elettrica (LCOE) | | 9 €/MWh | 5 €/kWh |

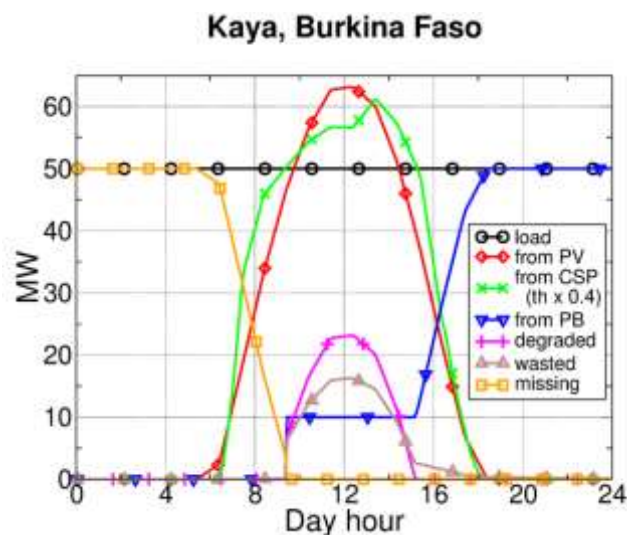


Figura 3: parametri energetici durante una tipica giornata operativa di un impianto ibrido CSP/PV nel caso di generazione costante (50 MWe) nel sito di Kaya (Burkina Faso): domanda della rete elettrica (nera), energia elettrica prodotta da PV (rossa), energia elettrica equivalente (i.e. energia termica moltiplicata per il fattore x0.4) prodotta dal campo solare a concentrazione (verde), energia elettrica prodotta da generatore termoelettrico (PB, blu), produzione PV in eccesso degradata termicamente nel TES (viola), potenza richiesta dalla rete non soddisfatta (arancione) [5].

Conclusioni

In tale report sono presentati i risultati preliminari dell'analisi di impianti ibridi CSP/PV secondo la metodologia sviluppata nella Linea di Attività LA1.38 del programma di ricerca. I risultati ottenuti dimostrano come gli impianti ibridi CSP/PV permettono di soddisfare quasi il 70% della domanda elettrica seguendo il tipico profilo del carico elettrico nazionale (italiano) e assumendo le condizioni climatiche (irraggiamento solare) dell'Italia Meridionale (Sicilia). E' stato inoltre dimostrato come, in condizioni di carico costante (24 h/24 h) e in presenza di minori variazioni stagionali dell'intensità solare (come avviene ad es. in siti sub-Sahariani rispetto alle regioni del Mediterraneo) è possibile ottenere una copertura anche superiore al 90% della domanda della rete elettrica.

Con impianti ibridi CSP/PV, rispetto a impianti PV puri (senza accumulo) è pertanto possibile incrementare notevolmente la copertura della domanda di energia elettrica da parte di una rete caratterizzata un determinato profilo di carico dal 31-34% al 70-90%. Tale incremento della capacità di dispacciamento dell'energia solare comporta un aumento dei costi di produzione da circa 5 c€/kWh a 9-11 c€/kWh.

Si rimanda alla sopra citata pubblicazione sulla rivista Solar Energy [5] per maggiori dettagli sulla metodologia e sui risultati ottenuti.

I risultati promettenti ottenuti in tale analisi preliminare verranno ulteriormente approfonditi in collaborazione con il Politecnico di Milano nelle Linee di Attività LA1.40 e LA1.41.

Abbreviazioni e acronimi

| | |
|--------|--|
| BESS: | Battery Energy Storage System, accumulo elettrico a batteria |
| CAPEX: | CAPital EXpenditures |
| CSP: | Concentrated Solar Power, tecnologia del solare a concentrazione |
| DNI: | Direct Normal Irradiation, radiazione solare diretta |
| GHI: | Irradianza solare globale su superficie orizzontale |
| LA: | Linea di Attività |
| LCOE: | Levelized Cost of Electricity, costo equivalente dell'elettricità prodotta |
| OPEX: | OPERational EXpenditures |
| PB: | Power Block, blocco di potenza (generatore termoelettrico) |
| PV: | Photovoltaic, tecnologia fotovoltaica |
| TES: | Thermal Energy Storage, accumulo termico |
| TMY: | Typical Meteorological Year, anno meteorologico tipo |

Riferimenti bibliografici

- [1] Feldman, D., Margolis, R., Denholm, P., Stekli, J., 2016. Exploring the Potential Competitiveness of Utility-Scale Photovoltaics plus Batteries with Concentrating Solar Power, 2015–2030. NREL technical report NREL/TP-6A20-66592.
- [2] Schöniger, F., Thonig, R., Resch G., Lilliestam, J., 2021. Making the sun shine at night: comparing the cost of dispatchable concentrating solar power and photovoltaics with storage. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy* 16, 55–74.
- [3] IRENA, 2016. The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025. IRENA Report, ISBN 978-92-95111-97-4.
- [4] IRENA, 2018. Renewable Power Generation Costs in 2017. Key findings and executive summary. IRENA Report, ISBN 978-92-9260-040-2.
- [5] Giaconia, A., Grena, R. A model of integration between PV and thermal CSP technologies. *Solar Energy*. 2021, vol.224, p. 149–159. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.05.043>.
- [6] <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/dispacciamento/dati-esercizio>
- [7] <https://www.solaritaly.enea.it>
- [8] Grena, R., Tarquini, P., 2011. Solar linear Fresnel collector using molten nitrates as heat transfer fluid. *Energy* 36, 1048–1056.
- [9] Piemonte, V., De Falco, M., Tarquini, P., Giaconia, A., 2011. Life Cycle Assessment of a high temperature molten salt concentrated solar power plant. *Sol. Energy* 85, 1101–1108.
- [10] Giaconia, A., Iaquaniello, G., Amin Metwally, A., Caputo, G., Balog, I., 2020. Experimental demonstration and analysis of a CSP plant with molten salt heat transfer fluid in parabolic troughs. *Sol. Energy* 211, 622–632.