



Ricerca di Sistema elettrico

Analisi di tre casi studio applicativi per valutare il posizionamento della tecnologia ibrida CSP/PV

Marco Binotti, Emanuele Martelli, Lorenzo Pilotti, Alberto Giaconia



POLITECNICO
MILANO 1863

Report RdS/PTR(2021)/102

Analisi di tre casi studio applicativi per valutare il posizionamento della tecnologia ibrida CSP/PV
Marco Binotti, Emanuele Martelli, Lorenzo Pilotti (Politecnico di Milano)
Alberto Giaconia (ENEA)

Dicembre 2021

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 – 3^a annualità

Obiettivo: *Tecnologie*

Progetto: Progetto 1.9 Solare Termodinamico

Linea di attività: LA 1.41 - *Ibridizzazione e integrazione di impianti CSP con altre tecnologie energetiche: simulazione e ottimizzazione di casi studio di impianti ibridi CSP/PV*

Responsabile del Progetto: Alberto Giaconia, ENEA

Responsabile scientifico ENEA: Alberto Giaconia

Responsabile scientifico POLITECNICO DI MILANO: Marco Binotti, Emanuele Martelli

Indice

SOMMARIO.....	4
INTRODUZIONE.....	5
1 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ SVOLTE E RISULTATI.....	7
1.1 FORMULAZIONE DEL PROBLEMA DI OTTIMIZZAZIONE.....	7
1.2 MODELLI SVILUPPATI	8
1.2.1 <i>Modelli campo fotovoltaico e campo specchi</i>	8
1.2.2 <i>Modelli blocco di potenza ed accumulo sali fusi</i>	10
1.3 CLUSTERING E SELEZIONE DEI PERIODI TIPO	13
1.4 CASI STUDIO E SCENARI.....	16
1.5 ASSUNZIONI TECNICO-ECONOMICHE	17
1.6 RISULTATI	20
1.6.1 <i>Impianti CSP di grande-media scala ad olio (Caso #1)</i>	20
1.6.2 <i>Impianti CSP di grande-media scala a sali (Casi #2-3)</i>	23
1.6.3 <i>Impianti CSP di piccola scala ad olio (Caso #4)</i>	26
1.6.4 <i>Analisi costi-dispacciabilità per il caso CSP di piccola scala ad olio (Caso #4)</i>	29
2 CONCLUSIONI.....	32
3 SVILUPPI FUTURI	33
IBRIDIZZAZIONE CSP + PV + EOLICO	33
OTTIMIZZAZIONE DELLA GESTIONE DELL'IMPIANTO IBRIDO: SIMULAZIONE ORARIA ANNUALE CON INCERTEZZA DELLE PREVISIONI	34
4 RINGRAZIAMENTI.....	34
5 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	35
6 ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI.....	35

Sommario

In questo rapporto vengono descritte le attività svolte nel corso della Linea di Attività LA1.41 riguardanti l'ottimizzazione della progettazione e della gestione di impianti solari ibridi CSP-PV, costituiti cioè da una componente fotovoltaica (PV) combinata con un sistema solare a concentrazione (CSP). Vengono perciò presentate le principali metodologie per la modellazione dei vari componenti di impianti ibridi CSP/PV sviluppate a partire dai dati raccolti nell'ambito di Linee di Attività svolte nelle annualità precedenti del programma di ricerca (LA1.38, LA1.39, LA1.40).

Gli algoritmi di ottimizzazione del gruppo di ricerca del Politecnico di Milano sono stati applicati a quattro diversi casi studio di interesse applicativo identificati in collaborazione con ENEA nelle attività precedenti. I casi studio proposti sono caratterizzati da una diversa scala dell'impianto e da differenti configurazioni della sezione CSP.

Successivamente vengono riportati i risultati delle analisi di ottimizzazione svolte per ogni caso studio, in cui sono state valutate le performance dell'impianto CSP/PV ibrido. Per i casi di impianti CSP ad olio diatermico sono state analizzate anche le prestazioni del caso CSP stand-alone in modo tale da poter quantificare eventuali benefici o limitazioni derivanti dall'integrazione tra le due tecnologie solari.

Inoltre, è stata condotta un'analisi di sensibilità sul livello di dispacciabilità offerto dall'impianto ibrido per mettere in risalto il compromesso che si viene a creare fra la possibilità di rendere flessibile e dispacciabile l'impianto stesso e il costo dell'energia prodotta.

Introduzione

In questo rapporto vengono riportate le metodologie adottate e i risultati ottenuti dal gruppo di lavoro del Politecnico di Milano nel corso della Linea di Attività LA1.41 che si propone di impiagare i modelli termodinamici per la simulazione dinamica di sistemi ibridi CSP/PV sviluppati nella LA1.40 ai casi studio individuati nelle precedenti annualità del programma di ricerca (LA1.38, LA1.39). Attraverso l'uso degli algoritmi di ottimizzazione sviluppati dal Politecnico di Milano, l'attività di ricerca ha comportato la progettazione ed il dimensionamento dei principali componenti degli impianti considerati nei vari casi studio (dimensioni di campo specchi, accumulo termico, blocco di potenza, campo fotovoltaico ed eventuale accumulo elettrico) e, allo stesso tempo, la definizione di strategie ottimali per la gestione dell'impianto durante un anno tipico di funzionamento.

Diverse configurazioni d'impianto sono state considerate per l'attività di ottimizzazione, a seconda del tipo di tecnologia adottata per il campo specchi e il blocco di potenza della sezione CSP. Queste diverse configurazioni si applicano a differenti taglie d'impianto, ovvero (con riferimento alla capacità nominale del generatore elettrico):

- taglia medio-grande: 10-100 MW (range 1);
- taglia media: 2-10 MW (range 2);
- taglia piccola: $\cong 1$ MW (range 3).

Nella Linea di Attività LA1.40 è stato possibile derivare tutti gli input necessari agli algoritmi di ottimizzazione. In particolare, i profili di produzione elettrica specifica del campo fotovoltaico e termica specifica del campo solare sono stati ottenuti tramite software esterni (SAM, Excel, Matlab) al modello di ottimizzazione e perciò costituiscono i principali input esogeni per il funzionamento dell'ottimizzatore stesso.

Si è quindi proceduto alla modellazione dei vari casi studio per la località ipotizzata, considerando sempre il contesto italiano come riferimento. Per tale ragione è stato assunto un sito localizzato in Sicilia (Priolo Gargallo, provincia di Siracusa) per valutare le prestazioni degli impianti ibridi CSP/PV. Diversi casi studio sono stati analizzati nel processo di ottimizzazione (diverse tecnologie del campo solare, configurazioni del blocco di potenza, target sui livelli di dispacciabilità e di produzione rinnovabile richiesti all'impianto), con l'obiettivo di identificare i driver principali che influenzano le scelte di progetto nella determinazione della configurazione ottima del sistema. Successivamente è stato inoltre possibile identificare il livello di integrazione raggiungibile fra le due tecnologie (CSP e PV) e studiarne le possibili sinergie a livello di strategie di gestione dell'impianto ibrido, evidenziando eventuali benefici derivanti dall'ibridazione.

In Figura 1 è riportato un esempio di schema d'impianto ibrido CSP/PV con CSP rispondente alla tecnologia a sali fusi come fluido termovettore (HTF) in collettori lineari di Fresnel ed accumulo diretto. Le altre configurazioni esaminate in questo studio prevedono differenti tecnologie del campo specchi, con diversi fluidi termovettori, e del gruppo di potenza (power block), a seconda della taglia d'impianto.

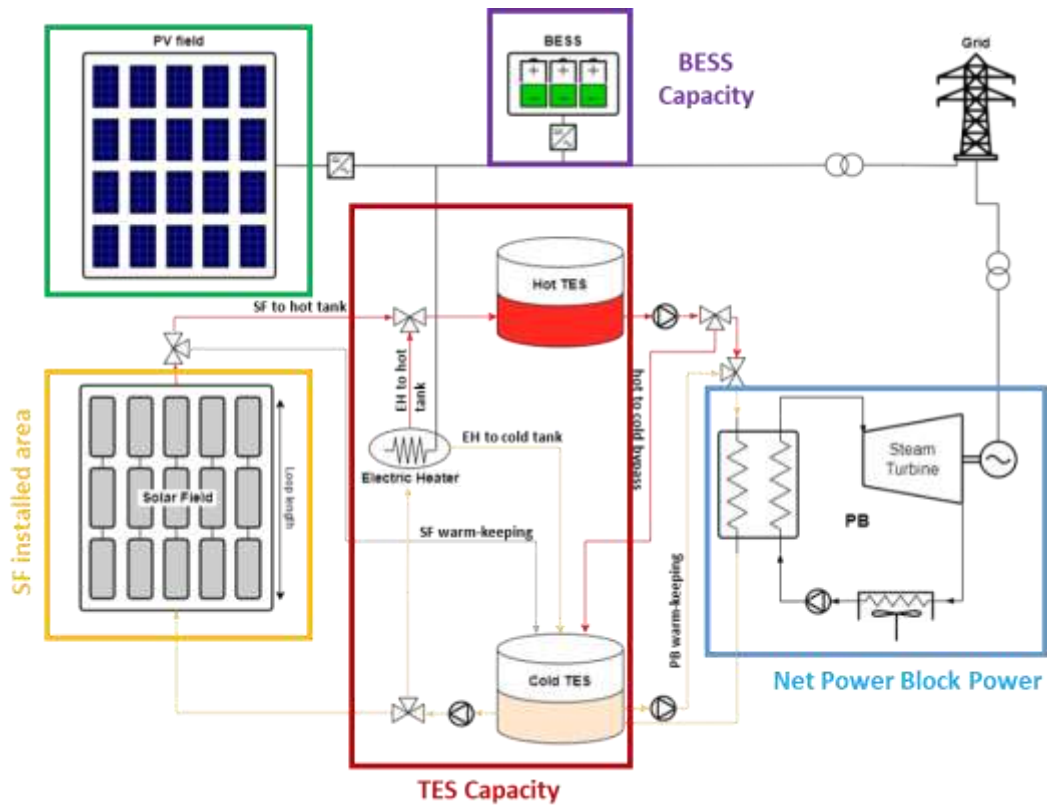


Figura 1: Layout dell'impianto ibrido CSP-PV per la configurazione a sali fusi con collettore Fresnel. Nei rettangoli sono evidenziati i vari componenti dell'impianto con le rispettive taglie oggetto dell'ottimizzazione.

1 Descrizione delle attività svolte e risultati

Di seguito sono riportate le attività svolte e i principali risultati ottenuti nell'ambito della Linea di Attività LA1.41, con riferimento ai casi studio identificati nelle precedenti Linee di Attività del programma di ricerca (LA1.38, LA1.39, LA1.40).

1.1 Formulazione del problema di ottimizzazione

Il problema di ottimizzazione legato alla progettazione di un impianto ibrido CSP/PV è stato formulato nella maniera seguente.

Dati di input:

- parametri di progetto e operativi delle tecnologie considerate, assieme alle caratteristiche curve di funzionamento (in condizioni di progetto e non) per determinarne le prestazioni in ogni condizione operativa;
- profili specifici di produzione di energia elettrica dal campo fotovoltaico ($\text{kWh}_{\text{el}}/\text{m}^2$) e di energia termica dal campo solare ($\text{kW}_{\text{th}}/\text{m}^2$) su base oraria, stimati con modelli esogeni a partire dall'anno meteorologico tipo (TMY) nel sito di riferimento;
- profilo di carico o domanda elettrica da seguire su base oraria.

Si vuole trovare i valori ottimi di:

- capacità installata di ogni componente dell'impianto: taglia ottimale del campo fotovoltaico, della batteria, del campo specchi, dell'accumulo termico e del blocco di potenza;
- superficie complessivamente ricoperta dalle tecnologie solari considerate (PV e CSP) e ripartizione del terreno occupato da campo PV e campo specchi (CSP);
- gestione operativa ottima del sistema e strategie di dispacciamento di ciascuna unità dell'impianto (energia media prodotta o assorbita su base oraria) su base oraria per l'intero periodo di funzionamento;
- gestione ottima degli accumuli (termici ed elettrici), incluso l'andamento del livello dell'energia immagazzinata e della potenza caricata o scaricata dagli stessi su base oraria;
- profilo annuale dell'energia complessivamente prodotta dall'impianto.

Nel processo di ottimizzazione viene realizzato considerando una serie di vincoli di progetto ed operativi:

- max superficie di terreno disponibile;
- min/max taglia considerata per l'installazione dei componenti;
- min/max capacità energetica degli accumuli;
- min/max temperatura del fluido termovettore (HTF);
- limiti operativi di ciascun componente, come minimo tecnico, limiti di rampa, inerzie termiche, ecc.;
- comportamento dinamico del blocco di potenza, come funzionamento a carico parziale, traiettorie di accensione, ecc.;
- bilanci di energia e di massa del sistema.

I parametri e le condizioni sopra elencate vengono analizzati con l'obiettivo di minimizzare il costo totale annuale (TAC) del sistema di generazione elettrica, che include sia i costi di investimento (CAPEX, annualizzati) sia quelli operativi (OPEX, gestione e manutenzione, degradazione dei componenti, start-up, ecc.).

Nell'equazione (1) è riportata l'espressione per il calcolo del TAC, dove:

- CAPital EXpenditures (CAPEX) rappresentano i costi di investimento relativi all'acquisto e all'installazione dei componenti;
- Capital Recovery Factor (CRF) rappresenta il fattore di annualizzazione dei costi d'investimento, calcolato a partire dal tasso di interesse (r) e della vita utile dell'impianto (*lifetime*) secondo l'equazione (2); assumendo una vita utile di 25 anni e un tasso d'interesse dell'8%, si ottiene un CRF del 9.4%;
- OPerational EXpenditures (OPEX) include i costi annuali associati alla gestione dell'impianto (costi O&M fissi e variabili, usura componenti e costi associati all'accensione del blocco di potenza, ecc.);
- penalità (Pen_{unmet}) rappresenta il costo associato al mancato soddisfacimento della domanda elettrica, introdotto per ridurre al minimo la frazione di domanda non servita.

$$TAC = CAPEX \cdot CRF + OPEX + Pen_{unmet} \quad (1)$$

$$CRF = \frac{r}{1 - (1 + r)^{-lifetime}} \quad (2)$$

La minimizzazione del TAC come funzione obiettivo permette di trovare la configurazione in grado di soddisfare il profilo di domanda imposto al minimo costo.

Il problema sopra descritto è stato formulato come un programma lineare misto-intero (Mixed-Integer Linear Programming, MILP). Si tratta di un approccio rigoroso, largamente utilizzato nel campo dell'ottimizzazione vincolata per problemi di scheduling ed investment planning [1], per due principali vantaggi: (1) la teoria della programmazione lineare mista intera garantisce la convergenza al punto di ottimo globale del problema e (2) esistono in commercio solver come Gurobi e CPLEX in grado di risolvere problemi con migliaia di variabili e vincoli, come quelli formulati sopra. Tuttavia, è necessario garantire che le equazioni dei modelli utilizzati per caratterizzare e descrivere il sistema in questione siano lineari.

Data la presenza di elementi intrinsecamente non lineari all'interno del problema di ottimizzazione (ad es. miscelamento di flussi di sali fusi non-isotermici all'interno degli accumuli, comportamento del blocco di potenza a carico parziale, effetto taglia sui costi e sulle prestazioni dei vari componenti, ecc.), sono state studiate e implementate metodologie in grado di approssimare con sufficiente accuratezza tali fenomeni tramite equazioni e modelli lineari. Nella sezione successiva viene descritto l'approccio utilizzato per passare dalla formulazione originale del problema, di tipo non lineare (MINLP), ad una puramente lineare (MILP).

1.2 Modelli sviluppati

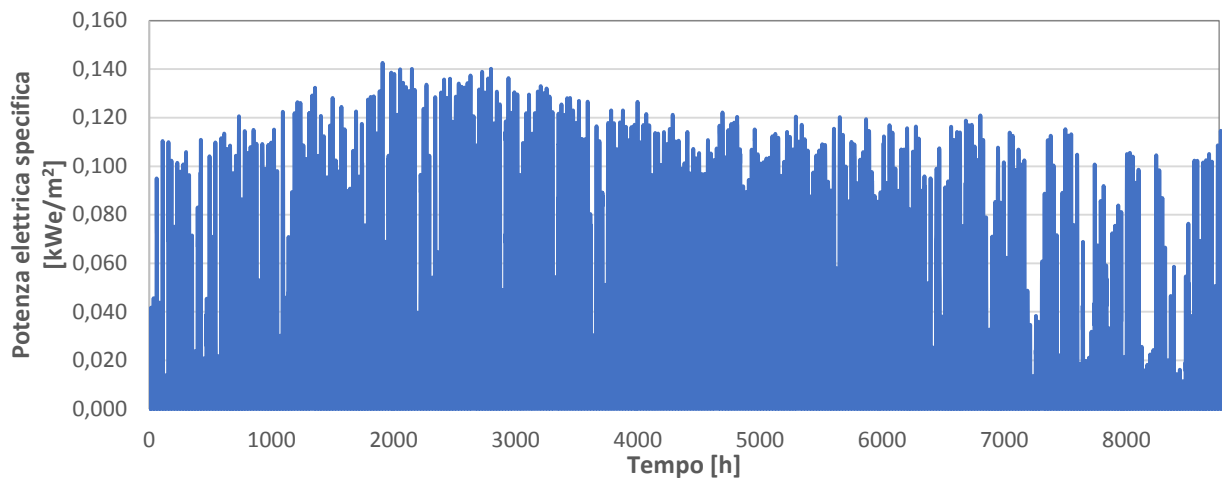
1.2.1 Modelli campo fotovoltaico e campo specchi

I modelli non lineari sviluppati nel corso della Linea di Attività LA1.40 hanno permesso di generare gli input principali necessari al modello di ottimizzazione. In particolare, i modelli del campo fotovoltaico (in tutti i casi studio considerati costituito da pannelli in silicio multi-cristallino con orientamento fissato,) e di campo specchi consentono rispettivamente di stimare i valori di energia elettrica e di energia termica prodotta, della portata e della temperatura dell'HTF su base oraria, a partire dai dati meteorologici di un anno tipo (TMY) della località selezionata.

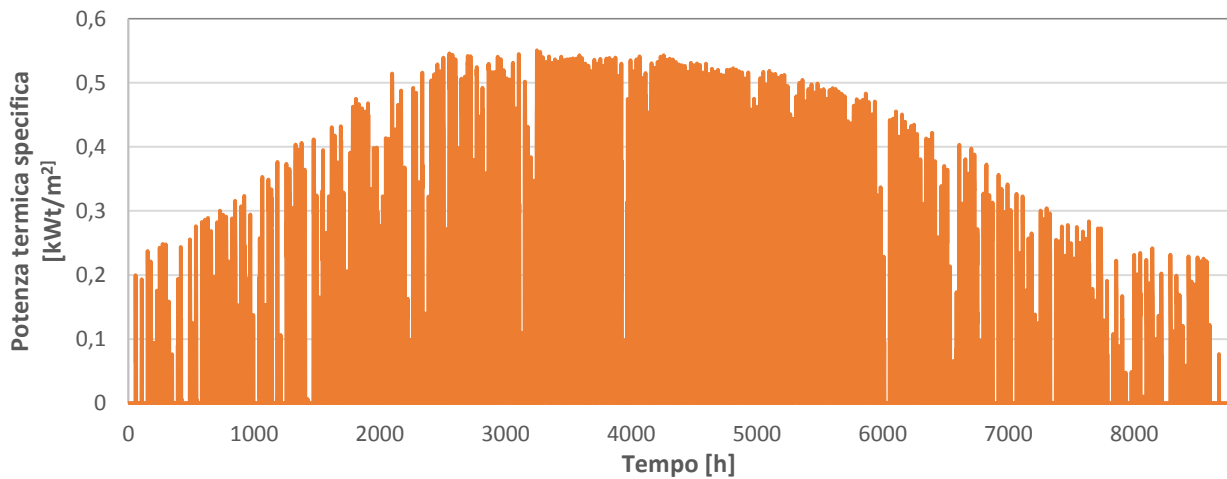
I profili ottenuti sono stati normalizzati per metro quadro di area attiva della singola tecnologia solare: in tal modo l'ottimizzatore potrà modulare l'energia effettivamente prodotta andando a scegliere la superficie totale necessaria per ogni tecnologia considerata. Un esempio è mostrato in Figura 2 dove sono riportati i profili specifici di produzione elettrica dal campo fotovoltaico (a) e termica dal campo specchi (b).

Analogamente, la Figura 3 riporta le curve di durata riferite dei profili di produzione specifica da PV e solare a concentrazione, insieme a quelli dell'irradianza globale (GHI) e diretta (DNI) a partire dalle quali viene stimata la produzione annua delle componenti PVE solare a concentrazione, rispettivamente. Questi profili

fanno riferimento ai dati meteo raccolti da ENEA per la località di Priolo Gargallo in Sicilia. A titolo di esempio, la produzione termica in Figura 3 è stata stimata utilizzando le performance del collettore Elianto utilizzato per impianti di piccola taglia (vedi Sezione 1.6.3).



(a)



(b)

Figura 2: Esempio di profilo orario annuale di produzione specifica elettrica da PV (a) e termica da solare a concentrazione (b)

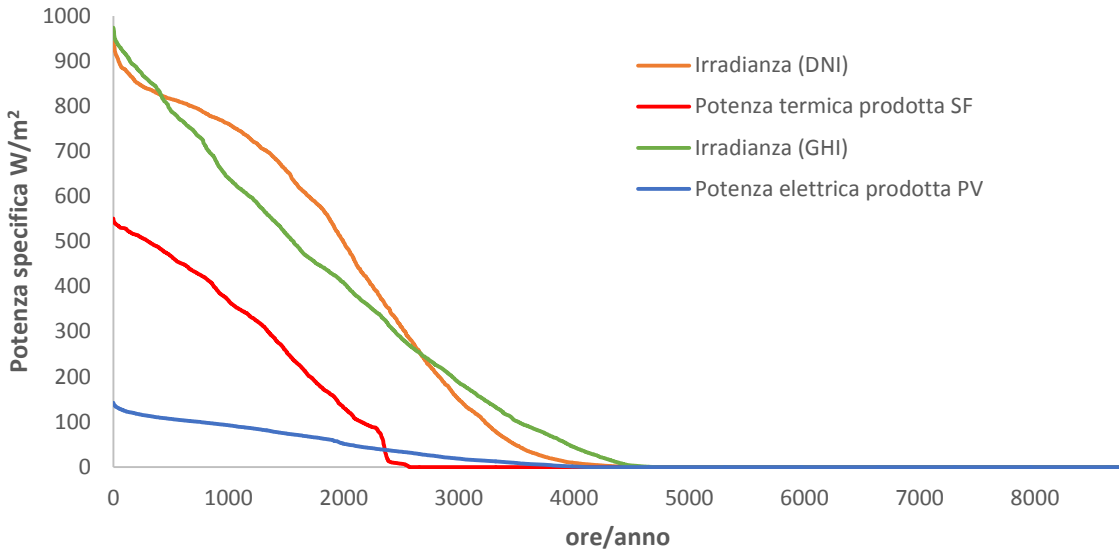


Figura 3: Curve di durata del potenziale della risorsa solare e della stima della produttività (per m² di superficie captante) elettrica da PV e termica dal campo specchi del solare a concentrazione (SF).

1.2.2 Modelli blocco di potenza ed accumulo sali fusi

Per effettuare l’ottimizzazione della taglia e della gestione del generatore termoelettrico (blocco di potenza o “power block, PB)) è necessario introdurre nel MILP delle correlazioni lineari che legano le prestazioni (potenza elettrica netta generata e temperatura dei sali fusi scaricati verso l’accumulo freddo) con la taglia, il carico e la temperatura ambiente. Quindi, i risultati delle simulazioni svolte nel corso della Linea di Attività LA1.40 sono stati utilizzati per trovare i coefficienti k_1 , k_2 , k_3 , e k_4 dell’equazione (3) tramite un’interpolazione lineare multipla.

$$P_t^{out} = k_1 \cdot Q_t^{in} + k_2 \cdot Q_{max}^{in} + k_3 \cdot T_{amb} + k_4 \tag{3}$$

L’Equazione (3) lega la potenza elettrica generata dal blocco di potenza nell’istante t in maniera lineare alla potenza termica in ingresso tramite il coefficiente k_1 , alla taglia del blocco di potenza tramite il coefficiente k_2 e alla temperatura esterna tramite k_3 . Dividendo per la potenza termica si ottiene l’espressione dell’efficienza (Equazione (4)), che può essere vista come la somma di tre contributi: un termine costante (k_1), un termine dipendente dalla frazione di input termico entrante ($k_2 \cdot \frac{Q_{max}^{in}}{Q_t^{in}}$) per tenere conto della variazione di rendimento ai carichi parziali tramite il coefficiente k_2 e un termine ulteriore per modellare l’effetto taglia ($\frac{k_4}{Q_t^{in}}$), in cui il coefficiente k_4 risulta essere negativo dal momento che l’efficienza del ciclo a vapore cresce all’aumentare della taglia considerata (che cresce linearmente con Q_t^{in}). Lo stesso vale per il coefficiente k_3 , anch’esso negativo, in quanto, a parità di taglia considerata, maggiore è la temperatura (T_{amb}), maggiore è il decremento in termini di rendimento.

$$\eta_t^{el} = \frac{P_t^{out}}{Q_t^{in}} = k_1 + k_2 \cdot \frac{Q_{max}^{in}}{Q_t^{in}} + \frac{k_3 \cdot T_{amb}}{Q_t^{in}} + \frac{k_4}{Q_t^{in}} \tag{4}$$

La Figura 4 e la Figura 5 mostrano rispettivamente il confronto fra i valori noti e quelli stimati con i modelli lineari dell’andamento della potenza elettrica prodotta e dell’efficienza al variare del carico e della taglia del ciclo a vapore.

Per il solo caso che impiega sali fusi come fluido termovettore (HTF) si è resa necessaria una modellazione più dettagliata della sezione CSP per tenere in considerazione il limite inferiore della temperatura del fluido

termovettore con il vincolo che si mantenga sempre al di sopra del valore soglia per evitarne la solidificazione. In Figura 6 è mostrato un dettaglio della sezione CSP dell'impianto in cui vengono evidenziate le principali variabili operative.

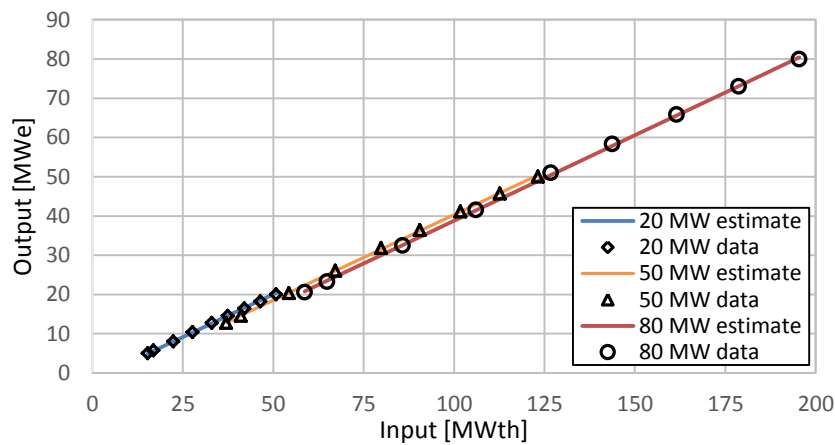


Figura 4: Linearizzazione della potenza netta prodotta al variare della potenza termica in ingresso e della taglia nominale di riferimento del generatore termoelettrico (ciclo a vapore).

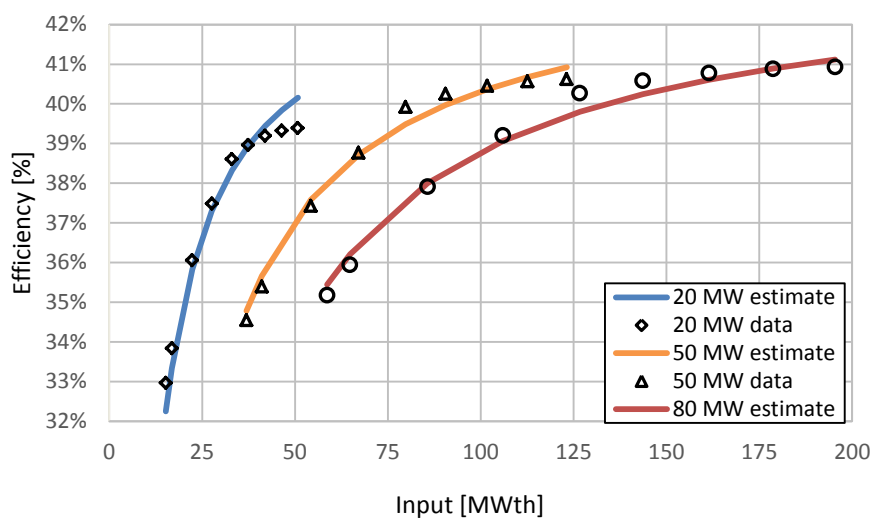


Figura 5: Stima e valori effettivi dell'efficienza elettrica al variare della potenza termica in ingresso e della taglia nominale di riferimento del generatore termoelettrico (ciclo a vapore).

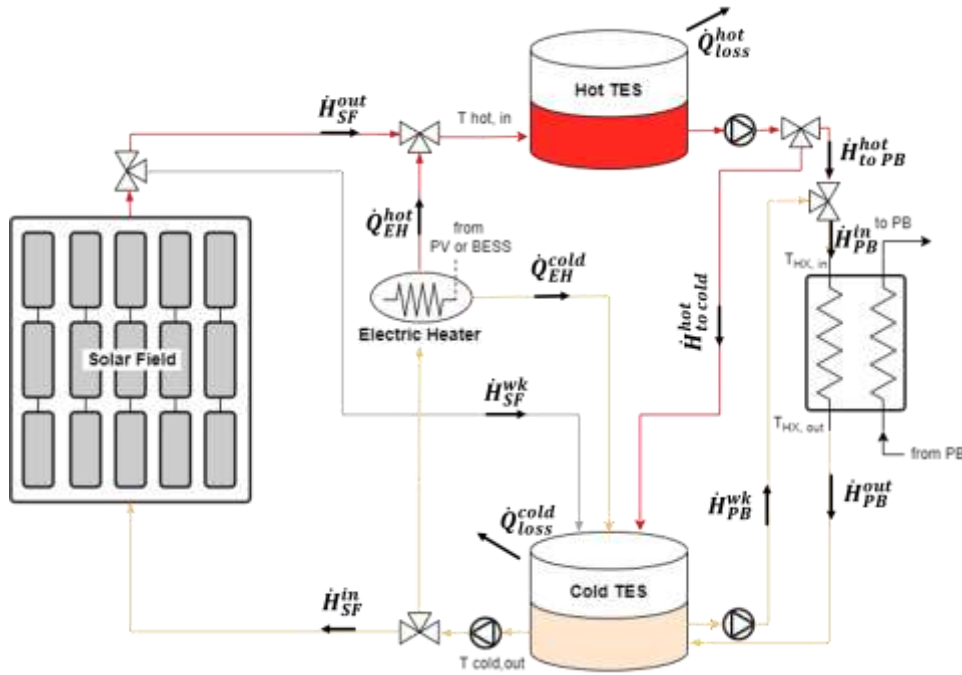


Figura 6: Dettaglio della sezione CSP per il caso a sali fusi con le principali variabili operative.

Dalle equazioni del bilancio di energia sui serbatoi caldo (5) e freddo (6) e dalla relazione che lega l'entalpia dei sali con la massa (7) è possibile conoscere l'andamento del contenuto energetico dei due serbatoi. L'espressione dell'entalpia (\dot{H}_{HTF}) e dell'energia interna (U_{HTF}) del fluido termovettore coinvolge il prodotto fra due variabili del modello: la massa e la temperatura. Tale prodotto risulta bilineare e non convesso, perciò non compatibile con un modello di ottimizzazione lineare. Tuttavia, è possibile garantire che la temperatura si trovi all'interno di un range di variazione tramite i "McCormick envelopes" [2]. Infatti, dalle equazioni (5) e (6) sull'energia interna del serbatoio freddo, si riesce a garantire che la temperatura del fluido termovettore sia sempre superiore a quella minima (T_{min}) e inferiore a quella massima (T_{max}) per ogni condizione operativa di funzionamento del campo solare. Per l'impianto CSP a sali fusi si è assunto $T_{min} = 280^\circ\text{C}$ e $T_{max} = 300^\circ\text{C}$, mentre la temperatura di riferimento (T_{ref}) è pari a 290°C .

$$U_t^{hot} - U_{t-1}^{hot} = (\dot{H}_{SF,t}^{out} + \dot{Q}_{EH,t}^{hot}) - (\dot{H}_{toPB,t}^{hot} + \dot{H}_{tocold,t}^{hot} + \dot{Q}_{loss,t}^{hot}) \quad (5)$$

$$U_t^{cold} - U_{t-1}^{cold} = (\dot{H}_{PB,t}^{out} + \dot{H}_{tocold,t}^{hot} + \dot{H}_{SF,t}^{wk} + \dot{Q}_{EH,t}^{cold}) - (\dot{H}_{SF,t}^{in} + \dot{H}_{PB,t}^{wk} + \dot{Q}_{loss,t}^{cold}) \quad (6)$$

$$\dot{H}_{HTF,t} = \dot{m}_{HTF,t} \cdot (h_{HTF,t}(T_{HTF}) - h_{HTF,t}(T_{ref})) \quad (7)$$

$$U_t^{cold} \leq U_{max,t}^{cold} = M_t^{cold} \cdot \hat{c}_v^{mean} \cdot (T_{max} - T_{ref}) \quad (8)$$

$$U_t^{cold} \geq U_{min,t}^{cold} = M_t^{cold} \cdot \hat{c}_v^{mean} \cdot (T_{min} - T_{ref}) \quad (9)$$

Sebbene la metodologia adottata per la linearizzazione del prodotto fra massa e temperatura non consenta di ottimizzare e tracciare, istante per istante, il profilo di temperatura del fluido termovettore, un simile approccio garantisce di operare al di fuori di quelle condizioni operative che sono ritenute particolarmente critiche per un corretto funzionamento dell'impianto.

Infine, nel corso del Linea di Attività LA1.40 è stato evidenziato come la temperatura di ritorno del fluido termovettore (HTF) dipenda dalla potenza termica entrante nel blocco di potenza ($\dot{H}_{PB,t}^{in}$). Tale dipendenza all'interno del modello di ottimizzazione è stata espressa con un'equazione lineare a tratti, equazione (10),

in grado di legare il contenuto entalpico residuo dei sali uscenti dal power block ($\dot{H}_{PB,t}^{out}$) con quello in ingresso tramite il coefficiente $Y_{1,j}$ e tenere conto della dipendenza dalla taglia tramite il coefficiente $Y_{2,j}$.

$$\dot{H}_{PB,t}^{out} = \sum_{j=A,B} (Y_{1,j} \cdot \dot{H}_{PB,t}^{in} + Y_{2,j} \cdot \dot{H}_{PB,max}^{in}) \quad (10)$$

In Figura 7 i dati raccolti nella Linea di Attività LA1.40 sono confrontati con i valori ottenuti usando l'approssimazione lineare a tratti descritta sopra. Sull'asse delle ordinate i valori di entalpia residua assumono valori negativi quando il carico del power block è diverso da quello nominale in quanto la temperatura di uscita dei sali dal blocco di potenza si trova al di sotto del valore di riferimento (290°C).

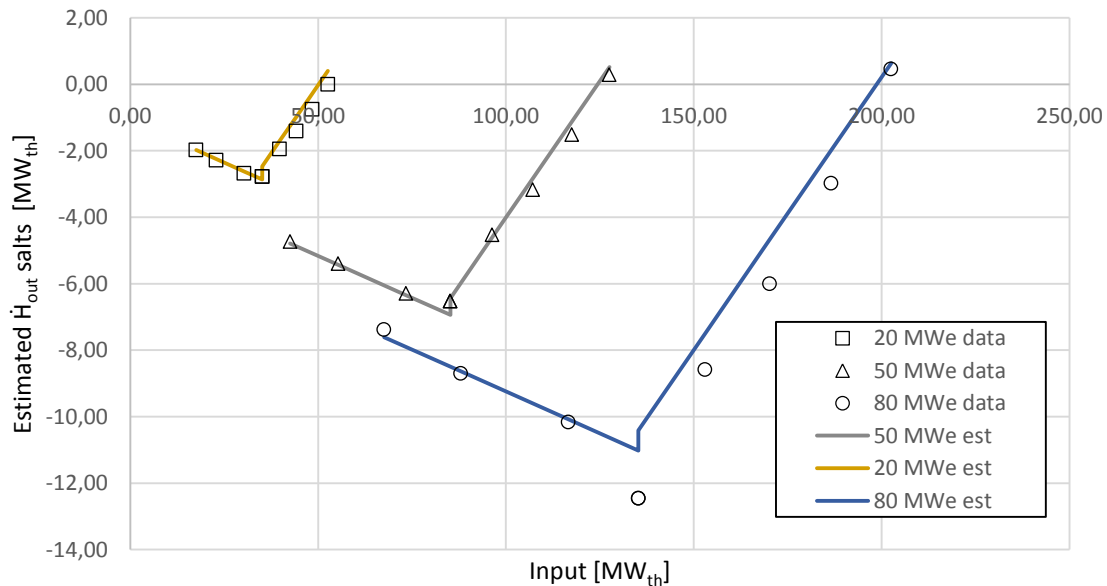


Figura 7: Andamento dell'entalpia residua dei sali fusi al variare della potenza in ingresso al blocco di potenza per diverse taglie di potenza nominale.

1.3 Clustering e selezione dei periodi tipo

Data la complessità del problema di ottimizzazione e il numero elevato di variabili e vincoli in esso considerati, una soluzione con risoluzione oraria che consideri l'intero anno meteorologico come orizzonte di ottimizzazione richiederebbe un eccessivo sforzo computazionale in quanto il tempo di calcolo aumenta esponenzialmente con il numero di istanti considerati nell'orizzonte di ottimizzazione. Per tale ragione, per la risoluzione di problemi di larga scala in grado di ottimizzare simultaneamente il progetto e la gestione dell'impianto, è pratica comune utilizzare apposite metodologie che consentano di ridurre la dimensione temporale del problema: una di queste è il "clustering", ovvero l'identificazione dei periodi più "rappresentativi" dell'anno solare [3]. Tali periodi, la cui lunghezza può variare dal giorno ad una intera settimana, sulla base delle loro caratteristiche (produzione solare, fotovoltaica, domanda elettrica, ecc.) vengono confrontati e aggregati fra di loro dall' algoritmo di clustering secondo un criterio di somiglianza. Ad esempio, due giorni invernali con un andamento simile della domanda elettrica e in cui la produzione fotovoltaica è bassa possono essere ben rappresentati da un unico giorno tipo la cui domanda elettrica e la produzione fotovoltaica sono uguali alla media di quelle dei giorni da esso rappresentati.

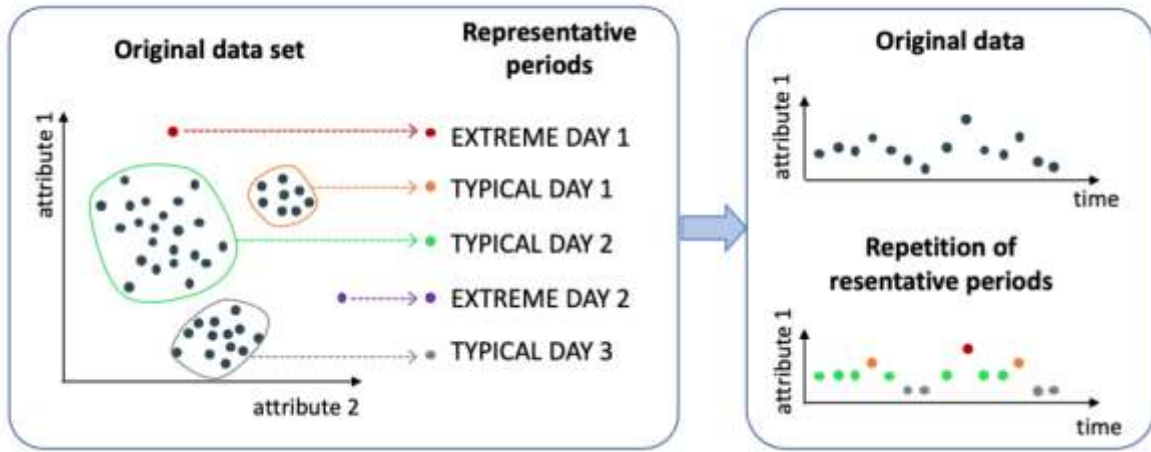


Figura 8: Selezione dei periodi “tipo” tramite il clustering e ricostruzione dell’anno tipo.

Sarà pertanto possibile ricostruire l’intero anno solare utilizzando solamente i periodi “tipo” o “rappresentativi” (vedi Figura 8), riducendo così l’orizzonte temporale del problema di ottimizzazione.

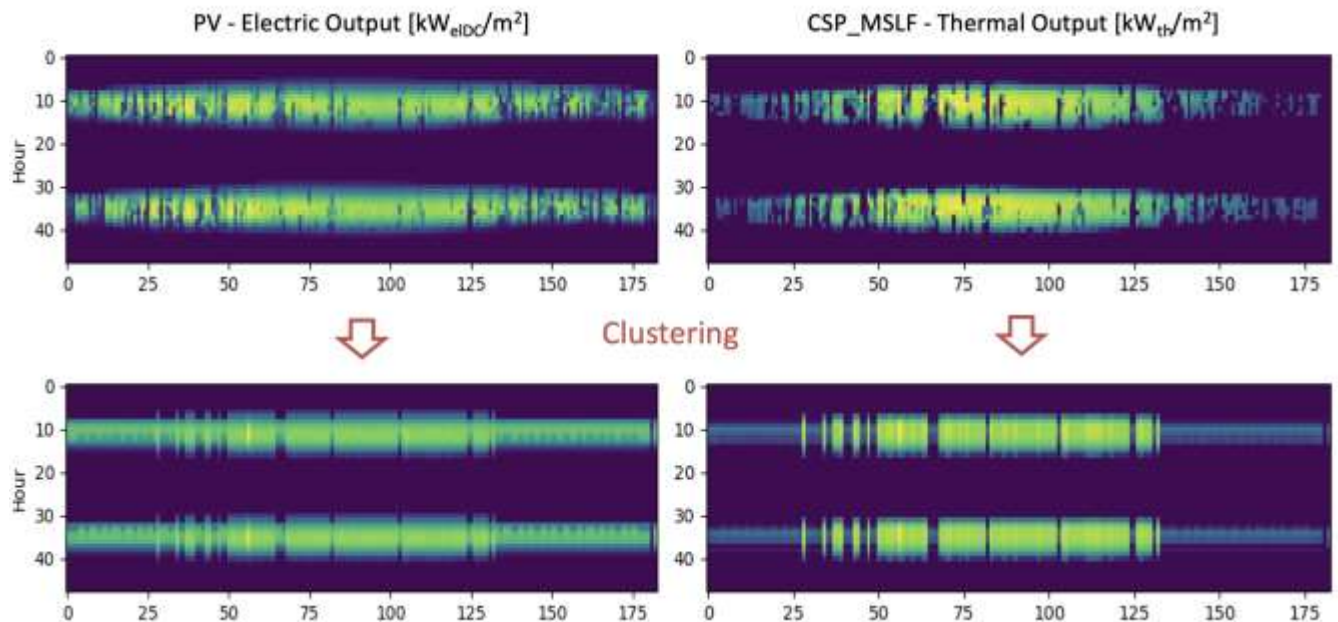


Figura 9: Ricostruzione dei profili originali di produzione elettrica da PV e solare termica tramite l’uso di profili tipo o rappresentativi.

La scelta dell’algoritmo di clustering utilizzato per questa procedura è ricaduta sul “k-MILP” [4] per la sua capacità di individuare, oltre ai periodi più rappresentativi, anche quelli estremi, ovvero quelli caratterizzati dal valore massimo o minimo di uno dei profili considerati, essenziali nella progettazione e dimensionamento di un impianto. In particolare, si è deciso di considerare i tre seguenti periodi estremi: (i) massimo di domanda elettrica, (ii) massima produzione solare, (iii) minima produzione fotovoltaica.

Un esempio di dati clusterizzati e raggruppati in periodi tipo è mostrato in Figura 10.

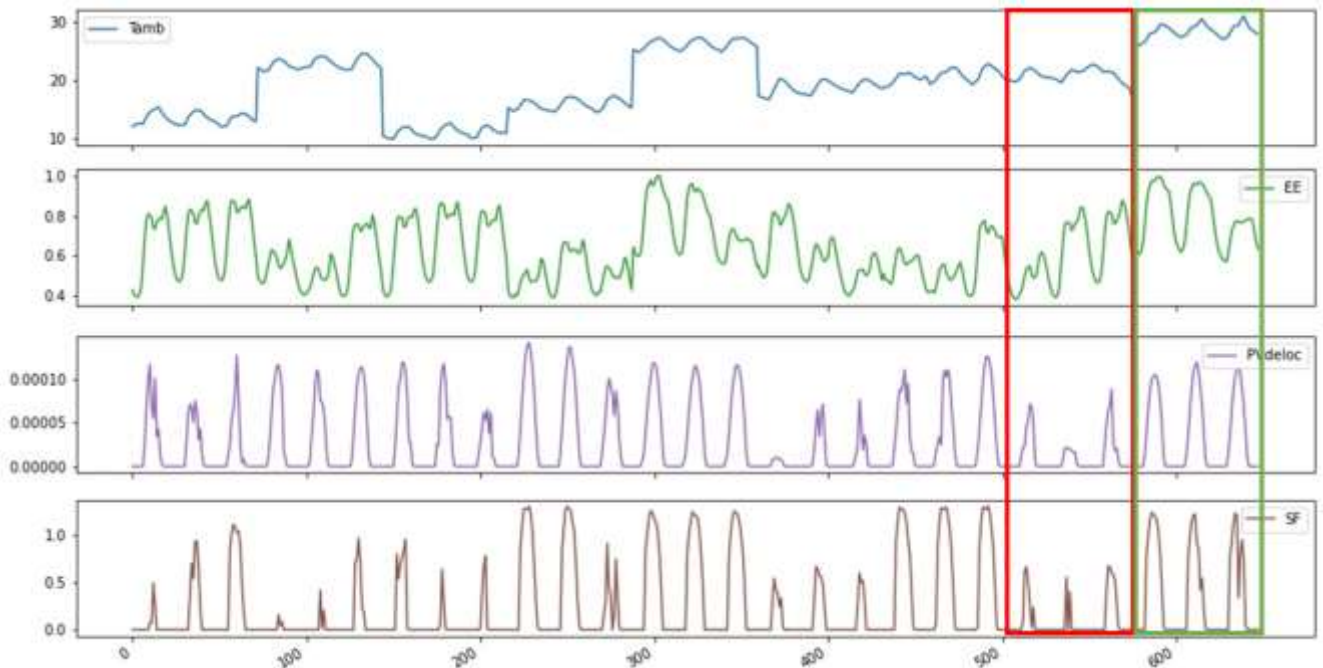
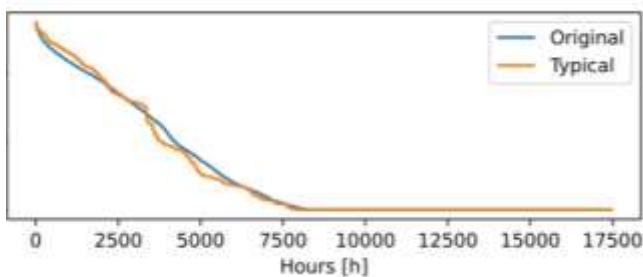
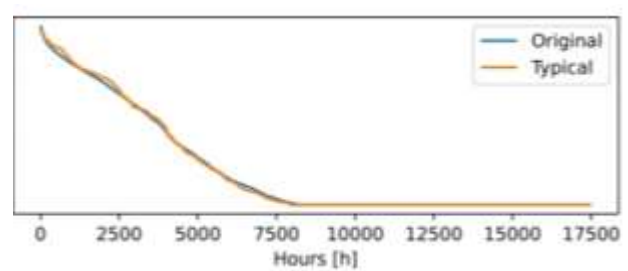


Figura 10: Esempio di profili clusterizzati con 7 periodi “tipo” e 2 estremi (min PV in rosso, max SF in verde) da 72 h ciascuno.

Ovviamente l’errore commesso dalla soluzione del problema semplificato basato sui periodi tipo rispetto alla soluzione del problema originale diminuisce con l’aumentare del numero e della lunghezza dei periodi rappresentativi, come mostra il confronto delle curve di durata in Figura 11. Tuttavia, per evitare che il tempo di calcolo aumenti eccessivamente per via del numero maggiore di istanti temporali considerati, bisogna adottare un compromesso nella scelta dei periodi tipo. A fronte delle analisi di sensibilità fatte, si è ritenuto sufficiente considerare 6/7 periodi tipo e 2/3 estremi a seconda del caso studio, ciascuno costituito da 72 ore (quindi di lunghezza pari a 3 giorni consecutivi). La scelta della lunghezza del singolo periodo tipo è particolarmente rilevante, in quanto può influenzare le strategie di gestione degli accumuli e deve essere confrontabile con le tempistiche delle previsioni meteo per la generazione da fonte rinnovabile, dal momento che il modello assume di conoscere perfettamente (in modo deterministico, senza alcuna incertezza) l’andamento dei profili di produzione fotovoltaica e solare all’interno del periodo tipo stesso.



(a)



(b)

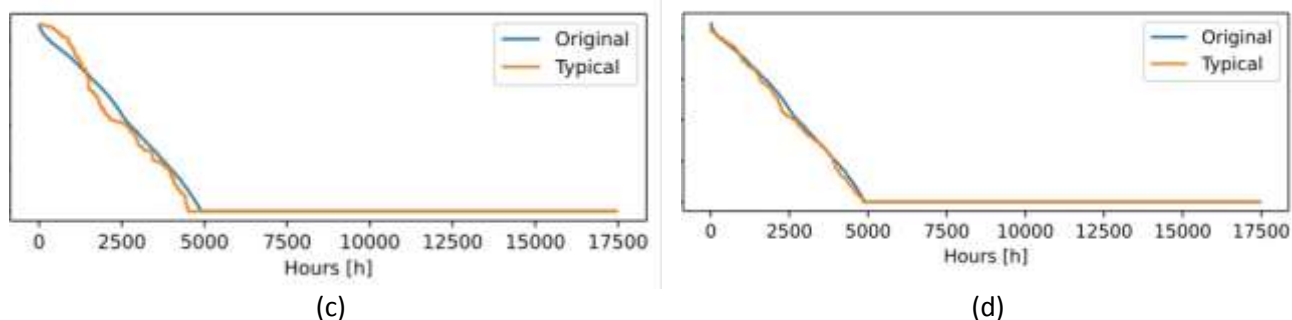


Figura 11: Confronto fra curve di durata originali e tipiche della produzione fotovoltaica e solare a partire da 2 anni di dati meteo, utilizzando rispettivamente 6 (a-c) e 12 (b-d) periodi tipo.

1.4 Casi studio e scenari

I casi studio d’interesse applicativo per l’ottimizzazione erano stati già individuati nel corso della precedente Linea di Attività LA1.40. Facendo riferimento alla Tabella 1, i casi studio differiscono per la taglia d’impianto e, di conseguenza, anche per la tipologia di impianto CSP considerata (Tabella 1):

- Caso 1: impianto di taglia medio-grande (10-100 MW_e) della tipologia diffusa all’inizio degli anni 2000 in Spagna, con collettori parabolici lineari, olio diatermico come fluido termico (T_{max} = 390°C), accumulo indiretto a sali fusi e ciclo Rankine a vapore per la produzione di elettricità.
- Caso 2: impianto di taglia medio-grande (10-100 MW_e) con tecnologia a sali fusi in collettori lineari Fresnel “FRENELL NOVA 1”, accumulo diretto (T_{max} = 565°C) e ciclo a vapore di tipo Rankine per la produzione di potenza.
- Caso 3: impianto di taglia medio-piccola (2-10 MW_e) simile al Caso 2 ma con sezione dell’impianto a vapore modificata per far fronte alla taglia ridotta del sistema, in analogia con i nuovi impianti recentemente realizzati in Sicilia.
- Caso 4: impianto di taglia piccola (dell’ordine di $\cong 1$ MW_e) ad olio diatermico (T_{max} = 330°C), collettori lineari Fresnel tipo “Elianto”, accumulo indiretto e ciclo Rankine con fluido di lavoro organico (ORC).

I casi studio #2 e #3, che presentano la medesima tecnologia per il campo solare, sono stati gestiti come un singolo caso sotto il profilo dell’ottimizzazione tenendo conto degli effetti di taglia per la selezione più opportuna del layout del ciclo a vapore. Per ogni caso studio, l’obiettivo dell’ottimizzatore è trovare il design e la strategia di dispacciamento ottimale del sistema in grado di minimizzare i costi di investimento e operativi a fronte di un profilo di carico elettrico da seguire. Il profilo di domanda elettrica imposto può variare a seconda della logica operativa dell’impianto; sono stati perciò individuati due possibili scenari:

- **domanda elettrica costante:** l’impianto funziona da baseload e deve essere in grado di garantire un profilo di domanda costante in ogni periodo dell’anno, possibilmente a prescindere dalla disponibilità o meno della fonte solare;
- **domanda elettrica variabile:** approccio rappresentativo di una logica di dimensionamento che vede una partecipazione attiva dell’impianto nel mercato elettrico in cui la strategia di dispacciamento risente dei picchi e delle valli della domanda di energia; in questo caso il profilo di domanda da soddisfare è stato ottenuto riscaldando la curva elettrica nazionale per conservarne la forma e l’andamento nel tempo.

Per entrambi i casi, vista la presenza di periodi con basso irraggiamento, è prevista la possibilità di produrre meno potenza della domanda ma tale deficit viene penalizzato nella funzione obiettivo con un costo molto elevato (300 €/MWh).

Tabella 1: Tabella riassuntiva dei casi studio analizzati per la tecnologia CSP.

Caso	Taglia di riferimento (range) [MW]	Fluido Termovettore	Accumulo	Collettori	Ciclo Termodinamico
------	------------------------------------	---------------------	----------	------------	---------------------

#1	50 (10-100)	Therminol VP1 ($T_{max}=390^{\circ}C$)	Indiretto a sali	Parabolico lineare (Eurotrough + Schott PTR70)	Vapore, ACC
#2	50 (10-100)	Solar Salts ($T_{max}=565^{\circ}C$)	Diretto a sali	Fresnel (FRENELL+HCEMS-11)	Vapore, ACC
#3	5 (2-10)	Solar Salts ($T_{max}=565^{\circ}C$)	Diretto a sali	Fresnel (FRENELL+HCEMS-11)	Vapore, ACC
#4	1	Therminol 66 ($T_{max}=330^{\circ}$)	Indiretto a sali ternari	Fresnel (Elianto+HCEOI-12)	ORC, ACC

1.5 Assunzioni tecnico-economiche

Nelle tabelle di seguito sono riportate le assunzioni tecniche ed economico-finanziarie (Tabella 2) riguardanti l'impianto e i suoi componenti. Il valore assunto per l'efficienza della tecnologia fotovoltaica è quello tipico di una cella in silicio multi-cristallino mentre il fattore di ricoprimento del terreno (GCR) corrisponde al valore ottimo individuato nell'attività precedente per un'orientazione dei pannelli fissa (tilt $19^{\circ}C$). Per la batteria (BESS) è stata considerata la tecnologica al litio, limitando il range operativo del livello di carica fra il 5% e il 95%, per limitare la degradazione delle prestazioni dovuta ad ampi cicli di carica e scarica. Un limite analogo è stato imposto sull'accumulo termico (TES) della sezione CSP dell'impianto, il cui livello di carica è compreso fra un minimo (1%) e massimo (99%) per garantire che una certa quantità di fluido sia sempre presente all'interno dei serbatoi. Infine, il blocco di potenza è soggetto a un limite tecnico sul carico minimo (30%) e ad un limite di rampa nella variazione della potenza prodotta fra un istante e quello successivo, assunti uguali per tutte le configurazioni CSP analizzate, così come i costi di manutenzione e accensione.

I costi di investimento e di manutenzione relativi ai vari componenti dell'impianto considerati in ogni caso studio (a prescindere dalla configurazione della sezione CSP) sono riportati in Tabella 2, insieme alle assunzioni sulla vita utile dell'impianto e il tasso di interesse medio del capitale.

Tabella 2: Assunzioni tecnico-economiche dell'impianto (sezione CSP esclusa).

Componente	Parametro	valore	unità di misura	fonte
Impianto (generali)	Vita utile	25	anni	assunto
	Tasso d'interesse medio	8%	-	assunto
	Costo del terreno	3	€/m ²	assunto
	Costo contingenze	7%	% investimento	SAM 2019
	Costo EPC	11%	% investimento	SAM 2019
Fotovoltaico (silicio multi-cristallino)	Efficienza di cella in condizioni standard (η_{SCT})	17.13%	-	datasheet
	Ground coverage ratio (GCR)	0.6	-	ottimizzato (delocalizzato)
	Efficienza inverter (η_{inv})	97%	-	assunto
	Costo di investimento	112.3	€/m ²	IRENA 2019
	Costo O&M fisso	2.7	€/m ² /anno	IRENA 2019
BESS (ioni di litio)	Max c-rate	1	kW/kWh	assunto
	Min SOC	10%	-	assunto
	Max SOC	90%	-	assunto
	Efficienza di round-trip (η_{rt})	94%	-	assunto
	Costo investimento energia	257	€/kWh	NREL 2020
	Costo investimento potenza	224	€/kW	NREL 2020
	Costo O&M fisso	12	€/kW/anno	assunto

Nelle tabelle seguenti sono riportate le assunzioni tecnico-economiche relative alla sezione CSP per ogni caso studio considerato. Per la configurazione CSP ad olio diatermico che impiega collettori parabolici

lineari di tipo EuroTrough 150 si è optato per una lunghezza di loop pari a 600 m, considerando 4 moduli connessi in serie. Tale valore è stato stimato a partire dalla velocità massima e minima ammessa dal fluido termovettore selezionato (Therminol VP1) e risulta in linea con quanto riportato ad oggi su impianti CSP convenzionali ad olio diatermico.

Il costo di investimento per il campo specchi riportato in Tabella 3 include il costo dei collettori, del sistema per l'HTF, delle pompe e degli scambiatori di calore. Il TES è costituito da due serbatoi a sali e il costo di investimento è stato stimato considerando al suo interno anche gli scambiatori di calore olio-sali.

La lunghezza del loop per l'impianto CSP a sali con collettore Fresnel è stato ottimizzato seguendo la logica descritta all'interno della Linea di Attività LA1.40. La lunghezza di loop ottimale è pari a 771 m e, di conseguenza, l'area specchiata del singolo loop risulta circa 9277 m² (vedi Tabella 4).

Per il caso Fresnel di piccola scala ad olio (Tabella 5), la lunghezza di stringa è stata fissata a 225 m considerando 6 collettori Elianto da 6 sotto-moduli ciascuno collegati in serie. Tale valore è in grado di garantire una portata di HTF all'interno della singola stringa compresa tra 2.0 e 6.7 kg/s.

Tabella 3: Assunzioni tecnico-economiche per il caso CSP ad olio diatermico (caso #1).

Componente	Parametro	valore	unità di misura	fonte
Campo solare (Lineare parabolico)	Ground coverage ratio (GCR)	0.61	-	SAM 2019
	Lunghezza loop	600	m	assunto
	Area loop	6540	m ²	datasheet
	Costo di investimento**	201.0	€/m ²	SAM 2019
	Costo di preparazione del terreno	21.5	€/m ²	SAM 2019
TES (due serbatoi, indiretto con sali fusi)	Costo di investimento	53.32	€/kWh	SAM 2019
	Costo O&M fisso	0.3	€/kWh	SAM 2019
Blocco di potenza (ciclo a vapore)	Carico minimo	30%	-	assunto
	Limite di rampa	1%	% carico/min	assunto
	Efficienza nominale*	34.67%	-	correlazione Thermoflex
	Costo di investimento specifico*	955.6	€/kW	correlazione Thermoflex
	Costo O&M fisso	10.8	€/kW/anno	SAM 2019
	Costo O&M variabile	3.4	€/MWh	SAM 2019
	Costo avviamento da caldo	31	€/MW/avvio	assunto
	Costo avviamento da tiepido	50	€/MW/avvio	assunto
Costo avviamento da freddo	65	€/MW/avvio	assunto	

*parametri variabili in funzione della taglia del blocco di potenza; i valori riportati si riferiscono per un ciclo a vapore da 50 MWe netti; include il BoP;

** include il costo di: campo specchi, sistema di circolazione HTF, scambiatori di calore e pompe.

Tabella 4: Assunzioni tecnico-economiche per il caso CSP a sali (casi #2-3)

Componente	Parametro	valore	Unità di misura	fonte
Campo solare (Lineare Fresnel)	Ground coverage ratio (GCR)	0.61	-	SAM 2019
	Lunghezza loop	771.1	m	ottimizzata
	Area loop	9276.6	m ²	datasheet
	Costo di investimento**	169.4	€/m ²	SAM 2019
	Costo di preparazione del terreno	17.2	€/m ²	SAM 2019
TES (due serbatoi, diretto Sali fusi)	Costo di investimento	27.5	€/kWh	SAM 2019
	Costo O&M fisso	0.3	€/kWh	SAM 2019
Blocco di potenza (ciclo a vapore)	Carico minimo	30%	-	assunto
	Limite di rampa	1%	% carico/min	assunto
	Efficienza nominale*	39.20%	-	correlazione Thermoflex
	Costo di investimento specifico*	1270.9	€/kW	correlazione Thermoflex
	Costo O&M fisso	10.8	€/kW/anno	SAM 2019
	Costo O&M variabile	3.4	€/MWh	SAM 2019
	Costo avviamento da caldo	31	€/MW/avvio	assunto
	Costo avviamento da tiepido	50	€/MW/avvio	assunto
	Costo avviamento da freddo	65	€/MW/avvio	assunto

*parametri variabili in funzione della taglia del blocco di potenza; i valori riportati si riferiscono per un ciclo a vapore da 50 MWe netti; Include il BoP.

** include: il costo del campo specchi, sistema di circolazione HTF, scambiatori di calore e pompe.

Tabella 5: Assunzioni tecnico-economiche per il caso CSP ad olio diatermico di piccola scala (caso #4)

Componente	Parametro	valore	unità di misura	fonte
Campo solare (Lineare Fresnel)	Ground coverage ratio (GCR)	0.62	-	SAM 2019
	Lunghezza stringa	225	m	assunto
	Area stringa	2390.6	m ²	datasheet
	Costo di investimento**	189.8	€/m ²	SAM 2019
	Costo di preparazione del terreno	17.2	€/m ²	SAM 2019
TES (termoclino-indiretto a sali)	Costo di investimento	33.0	€/kWh	ENEA
	Costo O&M fisso	0.3	€/kWh	SAM 2019
Blocco di potenza (ciclo a vapore)	Carico minimo	30%	-	assunto
	Limite di rampa	1%	% carico/min	assunto
	Efficienza nominale*	28.27%	-	correlazione Thermoflex
	Costo di investimento specifico*	1664.7	€/kW	correlazione Thermoflex
	Costo O&M fisso	10.8	€/kW/anno	SAM 2019
	Costo O&M variabile	3.4	€/MWh	SAM 2019
	Costo avviamento da caldo	31	€/MW/avvio	assunto
	Costo avviamento da tiepido	50	€/MW/avvio	assunto
Costo avviamento da freddo	65	€/MW/avvio	assunto	

* I valori riportati si riferiscono per un ciclo a vapore da 1 MWe netto; include il BoP.

** include: il costo del campo specchi, sistema di circolazione HTF, scambiatori di calore e pompe.

1.6 Risultati

Nella sezione seguente sono riportati i risultati delle analisi di ottimizzazione svolte per i casi studio considerati.

Per ogni caso studio sono state valutate le performance dell'impianto in modalità "ibrida" (CSP + PV). Per i soli casi con componente CSP ad olio diatermico sono stati analizzati anche i rispettivi casi "stand-alone" (solo CSP) in modo tale da poter quantificare benefici o limitazioni derivanti dall'integrazione delle due tecnologie solari.

Ogni caso studio è stato ottimizzato considerando due tipologie di domanda elettrica da soddisfare (costante e variabile) cui corrispondono diverse logiche di gestione dell'impianto. Infine, è stata condotta un'analisi di sensibilità sul livello di dispacciabilità offerto dall'impianto ibrido, tramite la quale è stato possibile evidenziare il compromesso fra i costi e il grado di flessibilità richiesto all'impianto.

1.6.1 Impianti CSP di grande-media scala ad olio (Caso #1)

I risultati per il caso studio #1 sono riportati in Tabella 6. A livello di design, l'impianto CSP stand-alone che segue la curva di domanda nazionale con picco a 50 MW, rispetto al caso corrispondente a domanda costante, presenta un ciclo a vapore di taglia maggiore (41.7 MW contro 34.1 MW), un multiplo solare più contenuto (2.9 rispetto a 4.3) e un accumulo leggermente più piccolo (12.6 invece che 15 ore). Inoltre, il caso CSP stand-alone a domanda variabile è in grado di soddisfare una frazione di carico decisamente più alta (78%) ad un costo dell'energia minore (160 €/MWh), a riprova del fatto che l'impianto sfrutta a proprio vantaggio il grado di flessibilità in più offerto dal profilo di domanda il cui valore varia nel tempo. Al contrario, il CSP stand-alone non risulta una tecnologia particolarmente adatta a garantire un carico costante: infatti, nonostante tutto il terreno disponibile possa essere destinato al campo specchi, meno della metà della domanda annuale potrà essere soddisfatta (solamente il 43%) e il costo dell'energia risulta complessivamente elevato (206.6 €/MWh) rispetto agli altri scenari analizzati.

Il trend appena descritto a livello di design si inverte confrontando le due soluzioni ottenute per l'impianto ibrido: lo scenario a domanda variabile predilige l'adozione di un ciclo di potenza di taglia minore, per via della compresenza del campo PV in grado di coprire i picchi di domanda diurni, a fronte di un multiplo solare maggiore (2.6) e di accumulo termico da 12 h. La batteria invece non risulta un componente essenziale per il dispacciamento dell'impianto, essendo di taglia contenuta e poco utilizzata in entrambi i casi, se non per far fronte a piccoli transitori. Da ciò si può dedurre che la via privilegiata per l'eccesso della produzione fotovoltaica rimane la conversione in calore tramite le resistenze elettriche del TES (rispettivamente 6.6% e 1.3% della produzione annuale da PV) piuttosto che l'accumulo sotto forma di energia elettrica nel BESS. A parità di LCOE (144 €/MWh) l'impianto a domanda variabile riesce a soddisfare una percentuale della domanda annuale maggiore (+10% circa), anche se complessivamente l'energia prodotta annualmente risulta essere minore a causa delle differenze nella tipologia della domanda imposta. La maggior potenza installata di PV nello scenario a domanda costante si traduce in un impiego più intensivo delle resistenze elettriche del TES, mentre l'utilizzo del blocco di potenza risulta essere più limitato (accesso per 4400 ore/anno invece che 6100 ore/anno).

Tabella 6: Risultati dell'ottimizzazione per diverse configurazioni d'impianto (caso #1).

Configurazione Domanda	CSP	Ibrido CSP + PV	CSP	Ibrido CSP + PV
	Costante (50 MW)	Costante (50 MW)	Variabile (50 MW di picco)	Variabile (50 MW di picco)
Taglia blocco di potenza [MW _e]	34.08	50.08	41.67	34.99
Multiplo solare [-]	4.29	2.04	2.87	2.58
Capacità d'accumulo termico (TES) [h]	14.95	12.90	12.59	12.17
Numero di loop del SF [-]	139	97	114	86
Superficie attiva SF [m ²]	909060	634380	745560	562440
Taglia campo PV [MW _e]	0.00	102.78	0.00	59.14
Superficie attiva PV [m ²]	0	600000	0	345248
Capacità accumulo elettrico (BESS) [MWh]	0.00	0.06	0.00	0.17
Frazione di domanda soddisfatta [%]	43.2%	72.0%	77.9%	82.1%
LCOE [€/MWh]	206.59	144.08	159.73	144.10
Energia prodotta [GWh/anno]	190.14	316.65	224.17	236.06
Costo annuale totale [M€/y]	39.28	45.62	35.81	34.02
Costo di investimento specifico [€/kW _e]	11323.45	2873.46	8397.42	3490.71
Frazione della produzione annuale da PV convertita in energia termica tramite le resistenze elettriche del TES [%]	0.0%	6.6%	0.0%	1.3%
Produzione annuale da PV tagliata [%]	0.0%	2.7%	0.0%	2.8%
Produzione annuale da SF tagliata [%]	39.4%	21.6%	21.5%	25.5%
Ore annue in cui il blocco di potenza è accesso [h]	8760	4437	8760	6103
Terreno complessivamente occupato dall'impianto [ha]	186.28	250.00	152.78	184.30

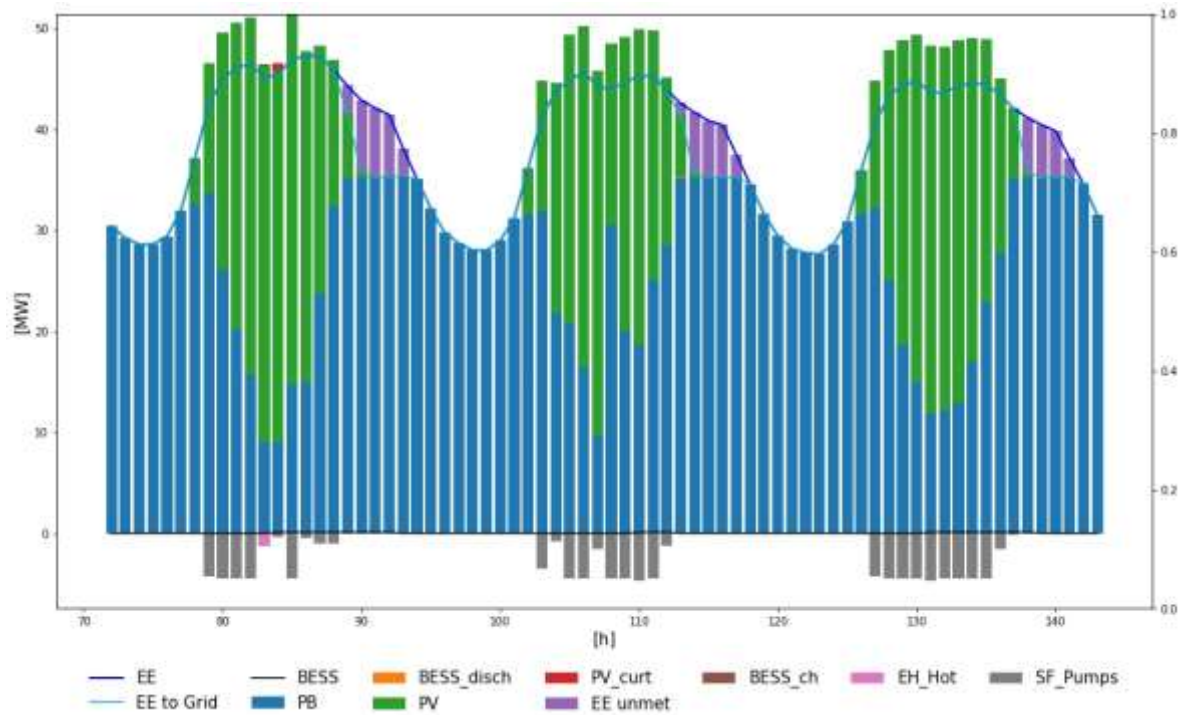
Infine, confrontando i casi ibridi con le rispettive soluzioni non ibride, possiamo notare che:

- Nello scenario a domanda costante, la soluzione ibrida riesce ad incrementare notevolmente il margine di frazione della domanda soddisfatta annualmente (in termini percentuali e assoluti) e allo stesso tempo riesce a farlo ad un costo dell'energia minore (144 €/MWh invece che 206.7 €/MWh). Questo risultato evidenzia come l'ibridizzazione sia benefica sotto molti punti di vista.
- Lo stesso vale nello scenario con domanda variabile, sebbene il vantaggio sia meno evidente (+ 5% sulla domanda, -10% sull'LCOE) in quanto le prestazioni raggiungibili con l'impianto CSP stand-alone di partenza sono di per sé già accettabili in termini di carico coperto e costo dell'energia.

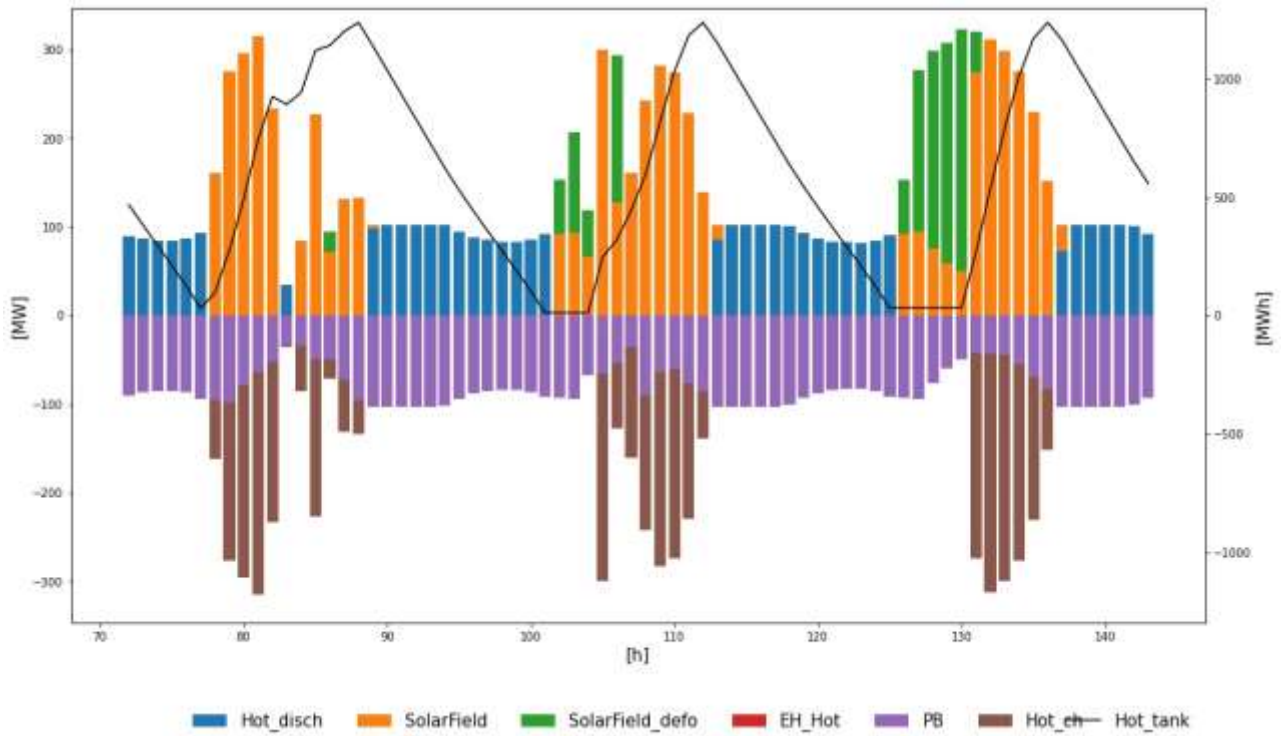
In Figura 12 è mostrato il tipico funzionamento dell'impianto durante un periodo tipo soleggiato per lo scenario a domanda variabile. Il ciclo a vapore non viene mai spento durante tutto il periodo e varia la potenza prodotta a seconda dell'ora del giorno: di notte e nel tardo pomeriggio viene operato al carico nominale (35 MW) o vicino al valore nominale, modificando il proprio profilo per seguire la curva della domanda, mentre nelle ore centrali giornaliere diminuisce la potenza massima erogata fino al carico minimo per accomodare il picco della produzione fotovoltaica. Nelle medesime ore, la potenza termica prodotta dal campo solare viene ripartita fra la sezione di potenza e l'accumulo termico.

Con questa logica operativa è possibile ridurre la taglia nominale del ciclo a vapore che lavora principalmente in base-load e viene dimensionato in modo tale da coprire il carico notturno e solo in parte il picco giornaliero potendo contare sulla concomitanza del picco del PV. Inoltre, è interessante notare come l'eccesso della produzione PV non immessa in rete, non viene convertita in calore nelle resistenze

elettriche del TES ma viene direttamente impiegata internamente per alimentare le pompe del campo solare. Si può infine osservare come le ore serali risultano particolarmente critiche in quanto il picco della domanda elettrica non si è ancora del tutto esaurito mentre la produzione fotovoltaica viene meno e il blocco di potenza a carico nominale non riesce da solo a soddisfare interamente il picco: ciò comporta che una parte della domanda non possa essere soddisfatta.



(a)



(b)

Figura 12: Bilancio di energia elettrico (a) e termico (b) per un periodo tipico di funzionamento (72 h) caratterizzato da un valore di radiazione elevato (caso #1).

1.6.2 Impianti CSP di grande-media scala a sali (Casi #2-3)

La Tabella 7 riporta i risultati dell'ottimizzazione dei casi studio #2 e #3. In entrambi i casi, la configurazione del campo solare è a collettori lineari Fresnel con sali fusi e storage diretto, mentre la sezione di potenza è costituita da un ciclo a vapore convenzionale. Poiché l'intervallo di taglie considerate dall'ottimizzatore per il blocco di potenza è variabile nell'intervallo 2-100 MW, i casi a grande e a media scala vengono considerati all'interno dello stesso caso di ottimizzazione, che è in grado di tenere conto delle diverse prestazioni e della configurazione adottata (ad es. il numero di rigeneratori/surriscaldatori) a seconda della taglia ottima selezionata.

Nella configurazione ibrida, il trend evidenziato per il caso precedente rimane valido: il blocco di potenza è dimensionato sul valor medio della domanda elettrica (50 MW se fissata, 30 MW se variabile) mentre i valori ottimi di multiplo solare e accumulo termico sono simili tra loro. In entrambi i casi tutta la superficie destinata al PV viene riempita da questa tecnologia, dato il basso costo d'investimento e la possibilità di indirizzare l'eccesso di produzione verso l'accumulo termico. Tale soluzione viene preferita anche in questo caso all'uso della batteria, la cui capacità è limitata rispetto alle taglie in gioco e che pertanto potrà essere utilizzata solamente per la gestione dei transitori.

Tabella 7: Risultati dell'ottimizzazione per diverse configurazioni d'impianto (casi #2-3).

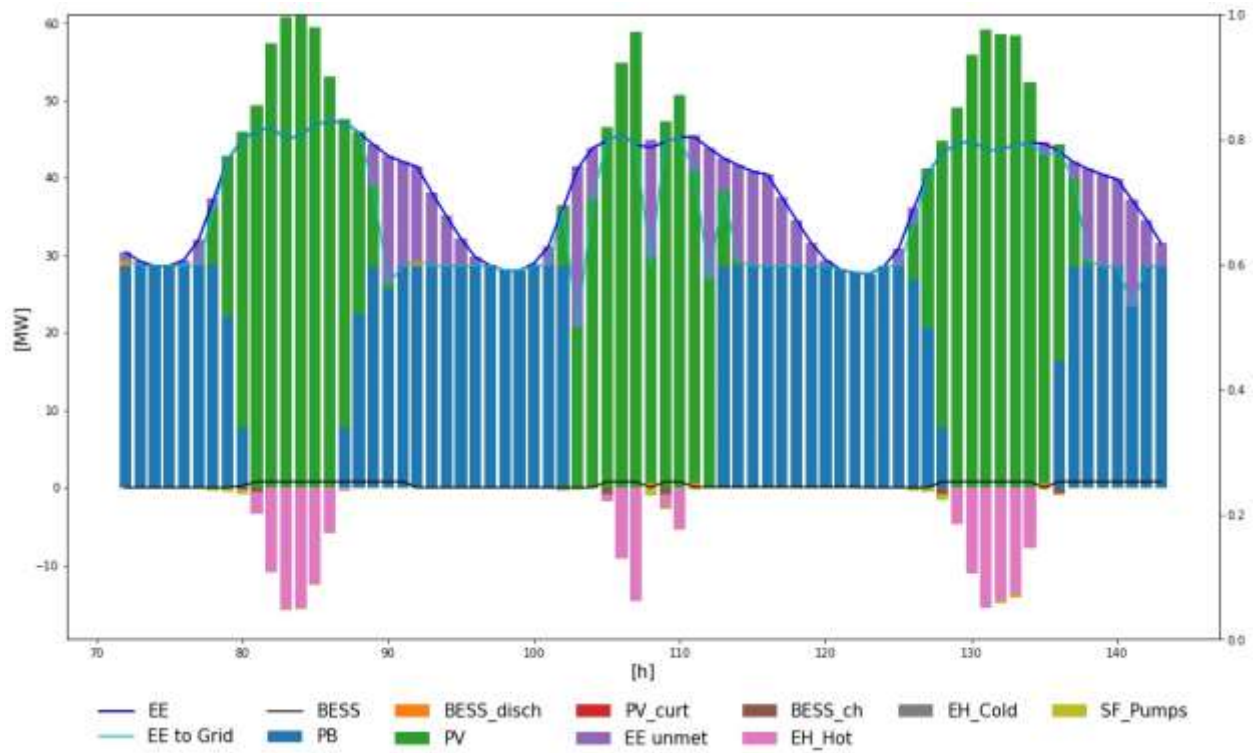
Configurazione	Ibrido CSP + PV	Ibrido CSP + PV
Domanda	Costante (50 MW)	Variabile (50 MW di picco)
Taglia blocco di potenza [MWe]	50.23	29.45
Multiplo solare [-]	2.06	2.23
Capacità d'accumulo termico (TES) [ore]	14.26	14.63
Numero di loop del SF [-]	61	39
Superficie attiva SF [m ²]	565871	361786
Taglia campo PV [MW _e]	102.78	102.78
Superficie attiva PV [m ²]	600000	600000
Capacità accumulo elettrico (BESS) [MWh]	1.63	1.75
Frazione di domanda soddisfatta [%]	56.7%	61.4%
LCOE [€/MWh]	150.74	157.50
Energia prodotta [GWh/anno]	249.19	176.61
Costo annuale totale [M€/y]	37.56	27.82
Costo di investimento specifico [€/kW _e]	2329.75	1988.08
Frazione della produzione annuale da PV convertita in energia termica tramite le resistenze elettriche del TES [%]	11.1%	19.3%
Produzione annuale da PV tagliata [%]	1.3%	3.1%
Produzione annuale da SF tagliata [%]	0.9%	12.6%
Ore annue in cui il blocco di potenza è accesso [h]	2984	3139
Terreno complessivamente occupato dall'impianto [ha]	235.96	194.14

Infine, il caso a domanda variabile permette di coprire una maggiore percentuale della domanda annuale a fronte di un incremento del LCOE (+5%). Rispetto al caso ad olio, l'impianto a sali deve tenere conto dei limiti di temperatura che possono causare la solidificazione dei sali ed è pertanto dotato di un inferiore grado di flessibilità. Questo fa sì che, nonostante il costo dell'energia sia confrontabile, a parità di superficie occupata, la frazione di energia soddisfatta e quella complessivamente prodotta siano minori dei rispettivi casi ad olio.

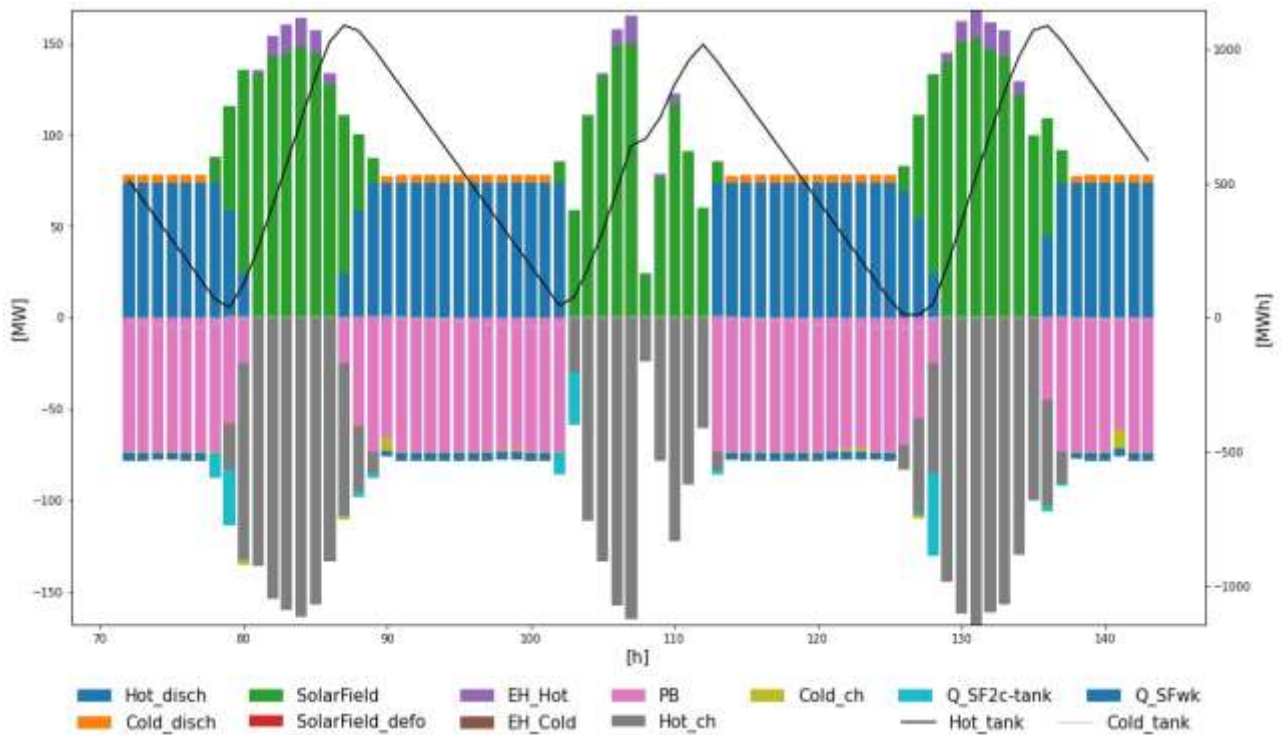
In Figura 13 è riportato il funzionamento dell'impianto a domanda variabile in un periodo tipico di tre giorni consecutivi durante l'anno caratterizzati da una radiazione solare elevata. Questo trend di 72 ore caratterizzate da giornate soleggiate consecutive, secondo gli algoritmi di clustering utilizzati, si ripete per 25 volte l'anno e quindi risulta rappresentativo circa del 20% del funzionamento complessivo annuale. Come nel caso precedente, anche qui durante le ore del giorno in cui si verifica il picco della radiazione solare la domanda elettrica viene completamente soddisfatta in parte tramite il ciclo a vapore, che opera a carico ridotto, ed in parte dalla curva di produzione del fotovoltaico. Nelle ore centrali del giorno il blocco di potenza si spegne del tutto in quanto la potenza installata di PV produce sufficiente elettricità per coprire del tutto il carico elettrico. La quasi totalità della sovra-produzione fotovoltaica viene convertita in calore attraverso le resistenze elettriche del serbatoio caldo, con eccezione di una frazione minore utilizzata per caricare la batteria e alimentare le pompe del campo solare. Nonostante l'elevata radiazione solare nei 3 giorni considerati, la scelta dell'ottimizzatore di installare un blocco di potenza di taglia limitata (~30 MW) comporta una piccola frazione di domanda elettrica non soddisfatta.

L'energia termica prodotta dal campo solare durante il giorno viene per lo più immagazzinata nel TES e parzialmente sfruttata per garantire che la temperatura del serbatoio freddo non scenda al di sotto del limite imposto (275 °C). Il contenuto energetico del serbatoio freddo raggiunge infatti il livello minimo nelle prime ore della mattina proprio per via del ricircolo notturno dei sali all'interno del campo solare.

Nelle ore notturne, invece, il ciclo a vapore funziona a carico nominale utilizzando il calore disponibile e precedente accumulato nel serbatoio caldo, che vede diminuire quindi il proprio contenuto energetico. Anche in questo caso per il funzionamento dell'impianto risultano particolarmente critiche le ore pomeridiane e serali in cui parte della domanda non viene soddisfatta per gli stessi motivi elencati nella descrizione del caso precedente.



(a)



(b)

Figura 13: Bilancio di energia elettrico (a) e termico (b) per un periodo tipico di funzionamento (72 h) caratterizzato da un valore di radiazione elevato (casi #2-3).

1.6.3 Impianti CSP di piccola scala ad olio (Caso #4)

In Tabella 8 sono mostrati i risultati relativi all'impianto di piccola scala con motore ORC. In questo caso la taglia del blocco di potenza è fissata ad 1 MW_e, mentre le taglie di tutti gli altri componenti rimangono variabili. Come nei casi precedenti il CSP stand-alone presenta prestazioni migliori quando accoppiato con un profilo di domanda variabile e, a parità della taglia del blocco di potenza, il campo solare risulta più contenuto (8 stringhe vs. 11 stringhe) così come la dimensione dell'accumulo termico (TES da 10.6 ore vs. 15.4 ore).

Tabella 8: Risultati dell'ottimizzazione per diverse configurazioni d'impianto (caso #4).

Configurazione di impianto	CSP	Ibrido CSP + PV	CSP	Ibrido CSP + PV
Domanda	Costante (1 MW)	Costante (1 MW)	Variabile (1 MW di picco)	Variabile (1 MW di picco)
Taglia blocco di potenza [MW _e]	1.00	1.00	1.00	1.00
Multiplo solare [-]	3.44	1.57	2.50	0.94
Capacità d'accumulo termico (TES) [ore]	15.41	13.25	10.63	8.98
Numero di loop del SF [-]	11	5	8	3
Superficie attiva SF [m ²]	26297	11953	19125	7172
Taglia campo PV [MWe]	0.00	4.85	0.00	2.62
Superficie attiva PV [m ²]	0	28311	0	15289
Capacità accumulo elettrico (BESS) [MWh]	0.00	0.00	0.00	0.04
Frazione di domanda soddisfatta [%]	55.2%	71.4%	64.8%	71.0%
LCOE [€/MWh]	227.66	187.23	233.81	194.06
Energia prodotta [GWh/anno]	4.86	6.29	3.63	3.98
Costo annuale totale [M€/y]	1.11	1.18	0.85	0.77
Costo di investimento specifico [€/kWe]	10841.03	1907.22	8343.71	2042.76
Frazione della produzione annuale da PV convertita in energia termica tramite le resistenze elettriche del TES [%]	0.0%	46.4%	0.0%	37.7%
Produzione annuale da PV tagliata [%]	0.0%	3.2%	0.0%	1.4%
Produzione annuale da SF tagliata [%]	13.2%	18.9%	16.0%	10.8%
Ore annue in cui il blocco di potenza è accesso [h]	6264	4402	6365	3543
Terreno complessivamente occupato dall'impianto [ha]	5.26	8.05	3.83	4.49

Anche in questo caso il beneficio dell'integrazione tra PV e CSP è messo in risalto dalla capacità dell'impianto ibrido di coprire una frazione maggiore della domanda (> 70%) ad un costo dell'energia prodotta minore (da 187 a 194 €/MWh, a seconda dello scenario considerato).

In questo caso studio, l'ibridizzazione risulta particolarmente efficace in quanto una grossa frazione della produzione fotovoltaica viene convertita in energia termica per scaldare l'accumulo termico o il fluido termovettore che viene inviato direttamente alla sezione di potenza. Ciò è possibile in quando la potenza termica entrante nel ciclo ORC risulta confrontabile con la capacità installata di fotovoltaico. Questo permette da un lato di aumentare la dispacciabilità dell'impianto facendo affidamento su un accumulo termico invece che elettrico (BESS) e di contenere allo stesso tempo la dimensione del campo specchi, occupando gran parte dell'area disponibile con i pannelli PV. Tale soluzione, sebbene termodinamicamente non efficiente, risulta essere conveniente dal punto di vista economico, in quanto rende possibile l'adozione di tecnologie a basso costo (PV, TES) come valida alternativa a quelle di costo elevato (SF, BESS). **Senza la connessione fisica fra i due impianti tramite resistenze elettriche, questo scambio di flussi energetici non sarebbe possibile: è perciò fondamentale che l'ibridizzazione non avvenga solamente a livello di rete ma anche a livello di impianto.**

In Figura 14 è riportato il funzionamento dell'impianto a domanda variabile in un periodo tipo che si verifica per 27 volte l'anno. Nonostante la taglia imposta del ciclo ORC a 1 MW elettrico, tale potenza non viene mai raggiunta dal blocco di potenza che è costretto, dalla forma della domanda, a funzionare per la maggior parte del tempo a carico ridotto. Il multiplo solare contenuto (0.94) rispetto ai valori di un CSP standard comporta che la produzione termica dal campo solare sia particolarmente bassa, anche in un periodo caratterizzato da una radiazione intermedia come quello mostrato. In compenso, l'elevata produzione fotovoltaica del PV, la cui potenza nominale è sovra-dimensionata (2.6 MW) rispetto al picco della domanda, consente di sfruttare frequentemente le resistenze elettriche del serbatoio caldo. Questo comportamento è evidente nel primo e nel secondo giorno, in cui la DNI è particolarmente scarsa e la maggior parte dell'energia termica per la carica del TES proviene direttamente dalle resistenze piuttosto che dal campo solare.

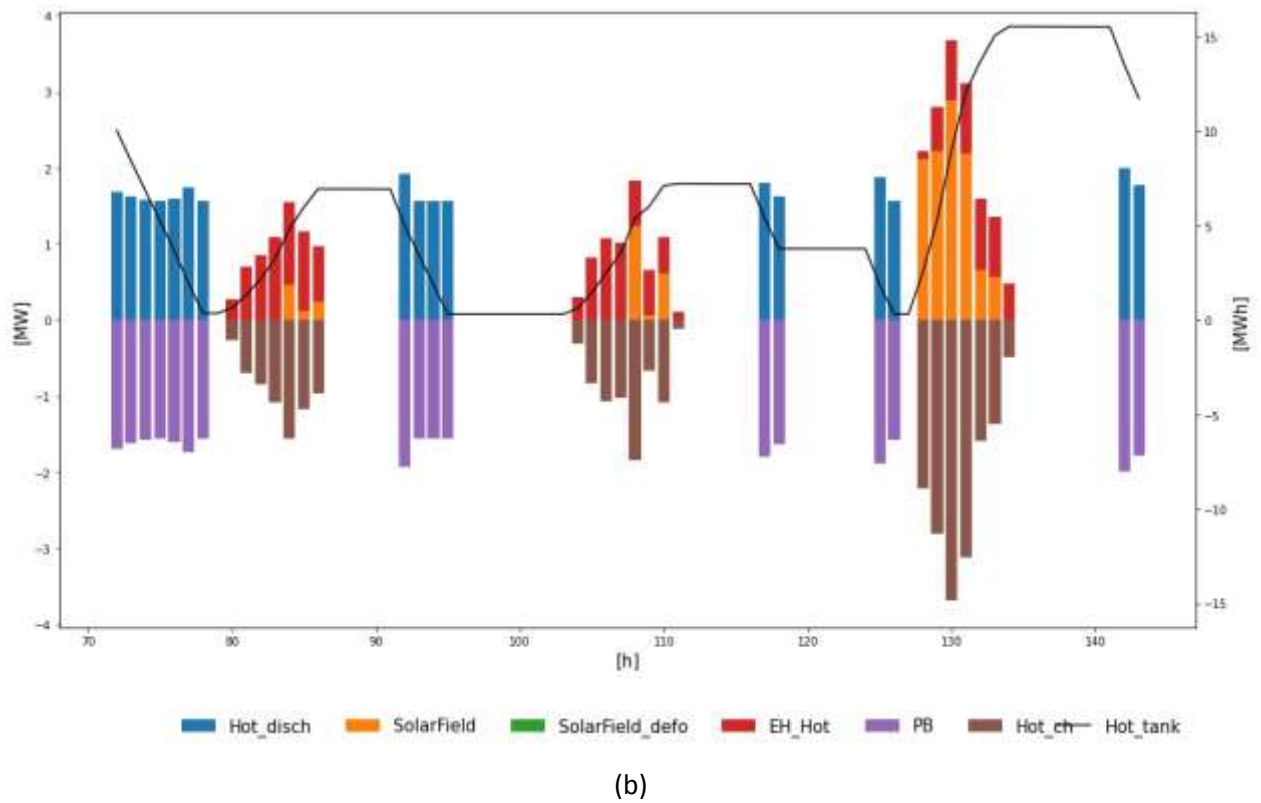
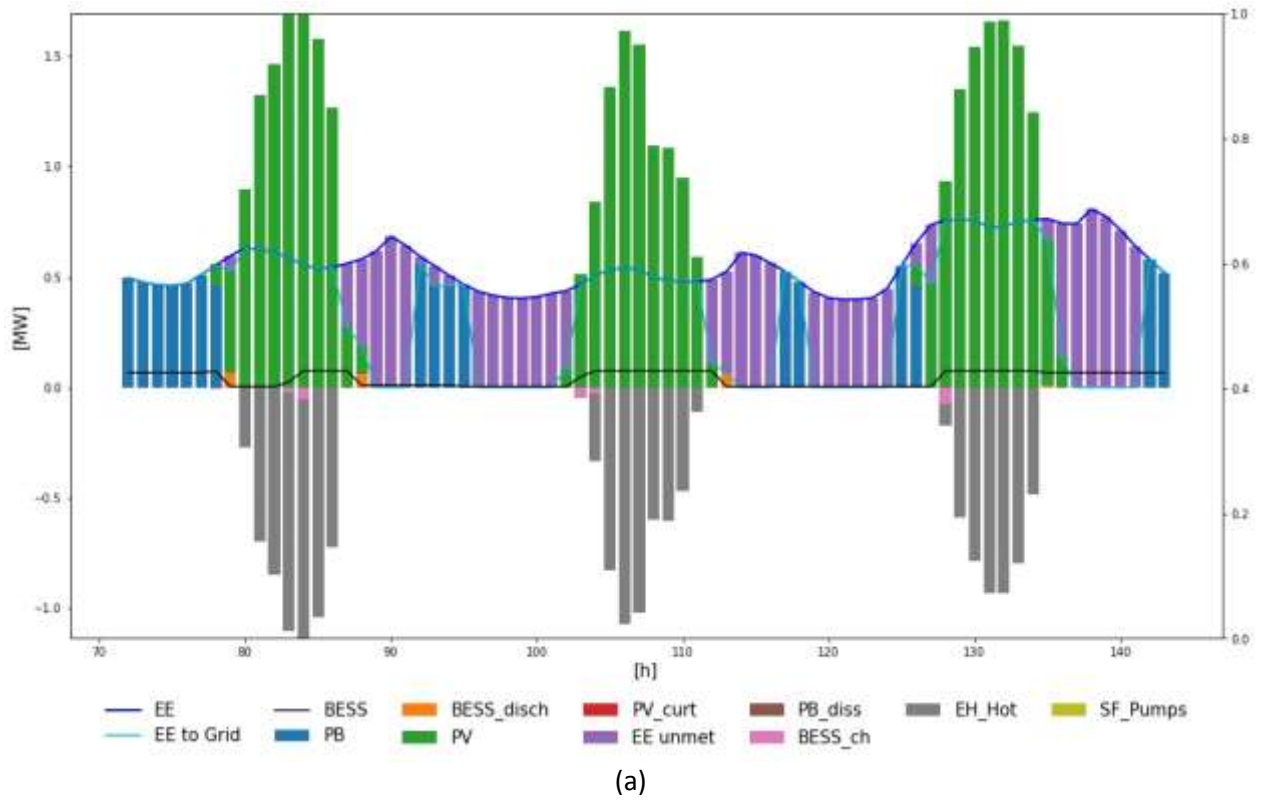


Figura 14: Bilancio di energia elettrico (a) e termico (b) per un periodo tipico di funzionamento (72 h) caratterizzato da un valore di radiazione elevato (caso #4).

1.6.4 Analisi costi-dispacciabilità per il caso CSP di piccola scala ad olio (Caso #4)

Come illustrato in precedenza, i risultati esposti sono stati ottenuti considerando un costo di penalizzazione per ogni MWh di domanda non soddisfatta, variabile da 300 a 500 €/MWh a seconda dello scenario considerato. Tale approccio è volto a spingere l'impianto a soddisfare la frazione più elevata possibile della domanda fornita e quindi ad aumentare la dispacciabilità e la flessibilità dell'impianto al carico imposto.

Per capire più nel dettaglio la relazione fra costi e dispacciabilità, per l'ultimo caso analizzato si è deciso di studiare la variazione delle prestazioni dell'impianto a diversi livelli di dispacciabilità. In questo caso l'approccio adottato è differente: la penalizzazione per il non soddisfacimento della domanda viene completamente rimossa e in compenso è stato aggiunto un vincolo sul soddisfacimento di una quota minima della domanda annuale (10%, 20%, 30%, ecc.). Così facendo si parte da un impianto poco flessibile e dispacciabile fino a giungere a configurazioni di impianto più affidabili e robuste in grado di coprire interamente e per ogni condizione meteo la domanda imposta. I risultati dell'analisi, condotta sempre considerando i due profili di domanda (costante e variabile), sono riportati rispettivamente in Tabella 9 e Tabella 10.

Tabella 9: Analisi di dispacciabilità per l'impianto con ORC a domanda costante (caso #4).

Frazione di domanda soddisfatta [%]	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Taglia blocco di potenza [MWe]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Multiplo solare [-]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.25	1.57	0.63	0.31	0.00
Capacità d'accumulo termico (TES) [ore]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.92	13.16	9.55	8.37	12.23
Numero di loop del SF [-]	0	0	0	0	0	4	5	2	1	0
Superficie attiva SF [m ²]	0	0	0	0	0	9563	11953	4781	2391	0
Taglia campo PV [MWe]	0.64	1.27	2.19	3.14	4.01	3.05	4.37	7.70	9.88	24.89
Superficie attiva PV [m ²]	3719	7439	12792	18302	23434	17811	25515	44960	57703	145321
Capacità accumulo elettrico (BESS) [MWh]	0.00	0.00	0.00	1.92	4.51	0.00	0.05	3.61	7.77	10.00
Frazione di domanda soddisfatta [%]	10%	20%	30%	41%	52%	60%	70%	82%	94%	100%
LCOE [€/MWh]	71.10	71.10	81.51	120.84	151.11	173.87	183.69	202.40	226.10	377.71
Energia prodotta [GWh/anno]	0.88	1.76	2.64	3.59	4.56	5.28	6.16	7.18	8.23	9.20
Costo annuale totale [M€/y]	0.06	0.13	0.22	0.43	0.69	0.92	1.13	1.45	1.86	3.47
Costo di investimento specifico [€/kWe]	882.78	882.78	882.78	1232.5	1522.8	2165.2	2001.7	1537.9	1553.7	1211.1
Frazione della produzione annuale da PV convertita in energia termica tramite le resistenze elettriche del TES [%]	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	28.6%	41.5%	48.7%	40.1%	17.3%
Produzione annuale da PV tagliata [%]	0.0%	0.0%	12.8%	17.1%	17.8%	0.8%	3.4%	4.7%	12.1%	60.7%
Produzione annuale da SF tagliata [%]	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	3.4%	15.4%	19.5%	58.6%	0.0%
Ore annue in cui il blocco di potenza è accesso [ore]	0	0	0	0	0	3649	4281	4110	3945	3773
Terreno complessivamente occupato dall'impianto [ettari]	0.74	1.49	2.56	3.66	4.69	5.47	7.49	9.95	12.02	29.06

Dai risultati in Tabella 9 e dal grafico corrispondente che mostra l'andamento dell'LCOE e dell'energia prodotta in funzione della frazione di domanda annua soddisfatta (Figura 15) si deduce che:

- per range di dispacciabilità bassi (10-30%) la soluzione più conveniente è l'adozione di un campo fotovoltaico senza accumulo: tale soluzione permette infatti di contenere notevolmente i costi di generazione (LCOE < 82 €/MWh).
- per valori di dispacciabilità superiori (medio-bassi, 30-50%) è conveniente l'installazione di un BESS, in modo da contenere la dimensione del campo fotovoltaico, sebbene l'LCOE aumenti a sua volta, fino a 150 €/MWh per un sistema costituito da un PV di 4 MW e un accumulo di 4.5 MWh.



Figura 15: Andamento dell'LCOE e dell'energia annualmente prodotta dall'impianto in funzione della frazione di domanda soddisfatta, per il caso ORC a domanda costante (caso #4).

È interessante osservare come per livelli di dispacciabilità medio-alti, nel range 50-70%, la soluzione PV+BESS diventi progressivamente meno favorevole rispetto all'impianto ibrido PV+CSP, che permette di estendere ulteriormente il range di flessibilità dell'impianto senza incorrere in costi eccessivi (LCOE pari a 184 €/MWh in corrispondenza del 70% della frazione annuale di domanda soddisfatta).

Infine, quando sono richiesti alti livelli di flessibilità e dispacciabilità al sistema (> 70%) la soluzione ottima prevede l'integrazione di PV, CSP e BESS con progressiva diminuzione della dimensione del campo solare a concentrazione (e quindi il multiplo solare, a parità della sezione di potenza) per aumentare la taglia del campo fotovoltaico. Il massimo del LCOE (378 €/MWh) si trova in corrispondenza della soluzione completamente dispacciabile (100%) che vede tutta la superficie disponibile occupata dal campo PV, in grado di produrre fino a 25 MW di potenza con una batteria da 10 MWh. Questa configurazione sorprendentemente non preclude l'installazione di un accumulo termico da 12 ore e l'ORC da 1 MW: infatti è possibile convertire il largo surplus di produzione PV in energia termica tramite le resistenze elettriche e alimentare così, allo stesso tempo, il blocco di potenza senza la presenza del campo solare a concentrazione. Il motivo di questa scelta va ricercato nella curva del profilo di produzione specifica delle due tecnologie solari: mentre la produzione termica del campo solare a concentrazione (SF) nei periodi estremi è praticamente nulla ed è piuttosto bassa in almeno un periodo tipo, quella del PV risulta meno piatta. Di conseguenza, per coprire la rimanente frazione di domanda nei giorni meno favorevoli dell'anno conviene aumentare la potenza installata dell'impianto fotovoltaico piuttosto che sovradimensionare eccessivamente il campo specchi (SF).

Tabella 10: Analisi di dispacciabilità per l'impianto a ORC a domanda variabile (caso #4).

Frazione di domanda soddisfatta [%]	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Taglia blocco di potenza [MW _e]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Multiplo solare [-]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.94	1.57	2.19	5.01
Capacità d'accumulo termico (TES) [ore]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.52	9.70	11.47	17.23
Numero di stringhe SF [-]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.00	5.00	7.00	16.00
Superficie attiva SF [m ²]	0	0	0	0	0	0	7172	11953	16734	38250
Taglia campo PV [MW _e]	0.41	0.84	1.41	2.26	2.80	3.23	2.49	2.86	3.67	2.72
Superficie attiva PV [m ²]	2418	4886	8229	13197	16327	18854	14508	16672	21441	15852
Capacità accumulo elettrico (BESS) [MWh]	0.00	0.00	0.00	0.62	2.36	4.43	0.07	0.11	0.39	0.58
Frazione di domanda soddisfatta [%]	10%	20%	30%	40%	51%	63%	70%	80%	90%	100%
LCOE [€/MWh]	72.44	73.19	82.18	115.79	148.50	172.65	192.10	208.02	233.21	307.60
Energia prodotta [GWh/anno]	0.56	1.12	1.68	2.27	2.89	3.51	3.93	4.50	5.07	5.65
Costo annuale totale [M€/y]	0.04	0.08	0.14	0.26	0.43	0.61	0.76	0.94	1.18	1.74
Costo di investimento specifico [€/kW _e]	882.78	882.8	882.8	1039.6	1364.3	1664.4	2074.8	2325.3	2421.2	4543.97
Frazione della produzione annuale da PV convertita in energia termica tramite le resistenze elettriche del TES [%]	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	30.2%	34.3%	40.4%	9.1%
Produzione annuale da PV tagliata [%]	0.0%	1.0%	11.9%	26.0%	23.8%	19.7%	6.4%	8.3%	9.9%	26.4%
Produzione annuale da SF tagliata [%]	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	7.1%	30.1%	46.5%	63.4%
Ore annue in cui il blocco di potenza è acceso [ore]	0	0	0	0	0	0	3494	4406	4997	5635
Terreno complessivamente occupato dall'impianto [ettari]	0.48	0.98	1.65	2.64	3.27	3.77	4.34	5.73	7.64	10.82

Nel caso di impianti con profilo di domanda variabile le principali regioni operative della configurazione PV + BESS e PV + CSP vengono estese a valori di dispacciabilità superiori (Tabella 10 e Figura 16). Infatti il 60% dell'energia annuale può essere coperta da un impianto di tipo PV + BESS mentre per valori superiori (> 70%) l'impiego della tecnologia CSP al fianco del campo PV diventa essenziale e la taglia della batteria installata progressivamente si riduce. Questo comportamento è esattamente opposto a quello osservato per il caso a domanda costante: in questo caso passando dal 90% al 100% di frazione della domanda soddisfatta, la taglia del PV si riduce mentre il multiplo solare del CSP raddoppia passando da 2.2 a 5. Lo stesso vale per la dimensione del TES, la cui capacità passa da 11.5 a 17.2 ore mentre LCOE subisce un aumento considerevole (233 €/MWh a 308 €/MWh) giustificato dal fatto che raggiungere il massimo della dispacciabilità è particolarmente difficile per via della necessità di soddisfare la domanda anche nei periodi più avversi (estremi caratterizzati da una bassa produzione solare e fotovoltaica).

La differenza ottenuta in termini di risultati, specialmente per alti livelli di dispacciabilità e i casi più estremi, al variare del profilo di carico imposto, sottolinea l'importanza della scelta della corretta logica di gestione dell'impianto stesso.

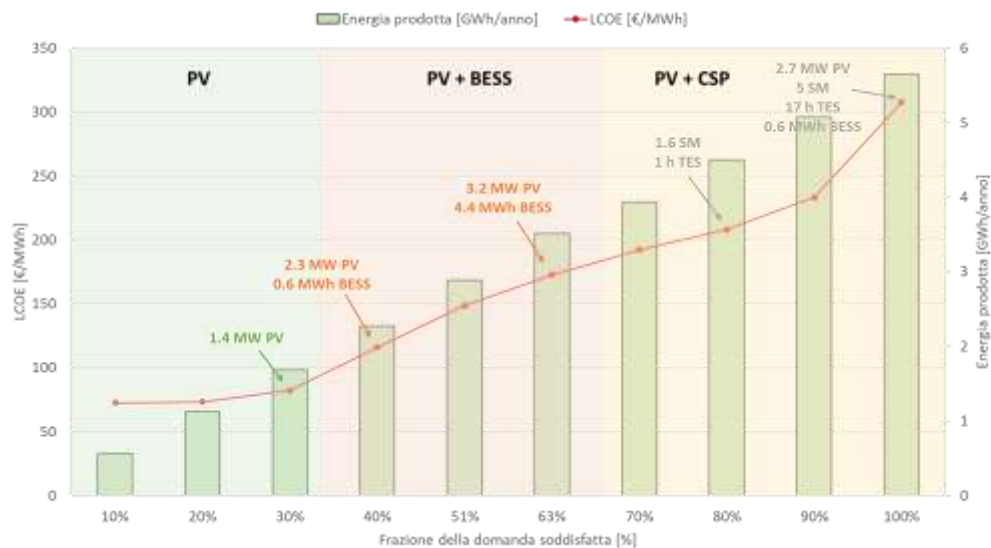


Figura 16: Andamento dell’LCOE e dell’energia annualmente prodotta dall’impianto in funzione della frazione di domanda soddisfatta, per il caso ORC a domanda variabile (caso #4).

2 Conclusioni

Le attività svolte nel corso della Linea di Attività LA1.41 del programma di ricerca hanno consentito di ottimizzare la progettazione e la gestione di impianti ibridi CSP/PV. Partendo dai risultati ottenuti nell’ambito della Linea di Attività LA1.40 sono state sviluppate delle metodologie per la modellazione dei vari componenti dell’impianto ibrido all’interno dell’ambiente di ottimizzazione. In particolare, si è reso necessario l’utilizzo di tecniche di linearizzazione in grado di approssimare comportamenti non lineari come la variazione delle prestazioni del ciclo termodinamico della sezione di potenza con il carico, la taglia e la temperatura esterna o il miscelamento di flussi non isotermitici. Data la complessità del problema di ottimizzazione, si è fatto ricorso a tecniche di clustering per ridurre l’orizzonte temporale del problema originale e di conseguenza il tempo computazionale.

Infine, l’approccio di ottimizzazione sviluppato è stato applicato a quattro diversi casi studio, indetificati nell’attività precedente. I risultati ottenuti differiscono significativamente a seconda del profilo di domanda imposto: questo sottolinea l’importanza della definizione della logica secondo la quale l’impianto intende essere operato, ovvero in relazione alla funzionalità principale che potrà essere quella di fare da base-load oppure di seguire un determinato profilo di carico.

In genere l’impianto CSP stand-alone è in grado di raggiungere prestazioni decisamente migliori in presenza di un carico elettrico variabile, riuscendo a gestire al meglio, grazie all’accumulo termico, le valli e picchi del profilo di domanda. Ciò permette di ridurre il multiplo solare (e quindi la dimensione del campo specchi o del blocco di potenza) e la capacità del TES, risultando in un costo dell’energia minore rispetto allo scenario corrispondente a domanda costante. Lo stesso andamento si nota confrontando l’influenza del profilo di domanda sugli impianti ibridi, sebbene il divario rimanga in termini di dispacciabilità e flessibilità del sistema ma sia meno pronunciato in termini di costo.

A parità di profilo di carico considerato, il beneficio derivante dall’integrazione tra PV e CSP (rispetto ad un impianto CSP puro) è evidente: in tutti i casi analizzati, infatti, l’impianto ibrido è capace di soddisfare una quota della domanda imposta maggiore, producendo più energia, e allo stesso tempo riesce a farlo riducendo notevolmente (dal 10% al 30% a seconda del caso studio considerato) il costo dell’energia prodotta (i.e. LCOE). Questo è possibile in quanto l’aggiunta di un componente relativamente semplice e dal basso costo specifico quale il PV permette di ridurre la taglia dei componenti più costosi della sezione CSP come il campo solare e il blocco di potenza. Inoltre, la possibilità di convertire l’eccesso della produzione fotovoltaica in calore tramite le resistenze elettriche del TES, sebbene termodinamicamente non efficiente, risulta vincente dal punto di vista economico in quanto permette di sfruttare l’accumulo

termico già presente e poco costoso al posto della batteria, il cui costo specifico è ancora elevato, per aumentare la dispacciabilità del PV.

Infine, per il caso di impianto CSP con generatore termoelettrico basato su un sistema ORC, è stata condotta una analisi di sensibilità sulla quota di domanda annuale soddisfatta e diverse soluzioni sono state ottenute a seconda del grado di dispacciabilità e flessibilità richiesto al sistema. Si è visto come, in genere, per valori bassi di copertura del carico (< 30%) la soluzione PV risulta essere più vantaggiosa; per valori "midi" di copertura del carico 30-60%) la soluzione PV + BESS (< 60%) risulta economicamente più vantaggiosa; **per valori di dispacciabilità superiori (> 70%) la presenza della tecnologia CSP (con TES) oltre che al PV risulta essenziale.** L'andamento sempre crescente del LCOE dell'impianto in funzione della frazione di carico soddisfatta mette in risalto il **costo intrinseco legato alla dispacciabilità**, che rappresenta un valore aggiunto per il sistema. In particolare, si nota come LCOE aumenti in modo esponenziale nel range 90%-100%, a riprova del fatto che per avere un impianto completamente dispacciabile è necessario sovradimensionare i componenti in modo da soddisfare la domanda anche durante i periodi più estremi (quando la radiazione solare è bassa) e questo comporta un costo di investimento (e quindi un LCOE) particolarmente elevato.

3 Sviluppi futuri

Ibridizzazione CSP + PV + eolico

Il lavoro svolto ha dimostrato che impianti ibridi CSP/PV non solo consentono di estendere la dispacciabilità e la flessibilità dell'impianto rispetto alle tecnologie PV e CSP stand-alone, ma riescono, allo stesso tempo, ad abbassare il costo dell'energia prodotta (LCOE). Sia PV che CSP, tuttavia, utilizzano la risorsa solare e risultano perciò avere profili di produzione sostanzialmente sincroni (a meno della differenza presente tra radiazione diffusa e diretta). Di particolare interesse potrebbe perciò risultare l'ibridizzazione tra CSP ed eolico e tra CSP, PV ed eolico, poiché l'andamento della velocità del vento e della radiazione solare non sono sincrone (vedi ad esempio Figura 17), ma tendono ad essere complementari (maggiore produzione eolica nelle ore notturne).

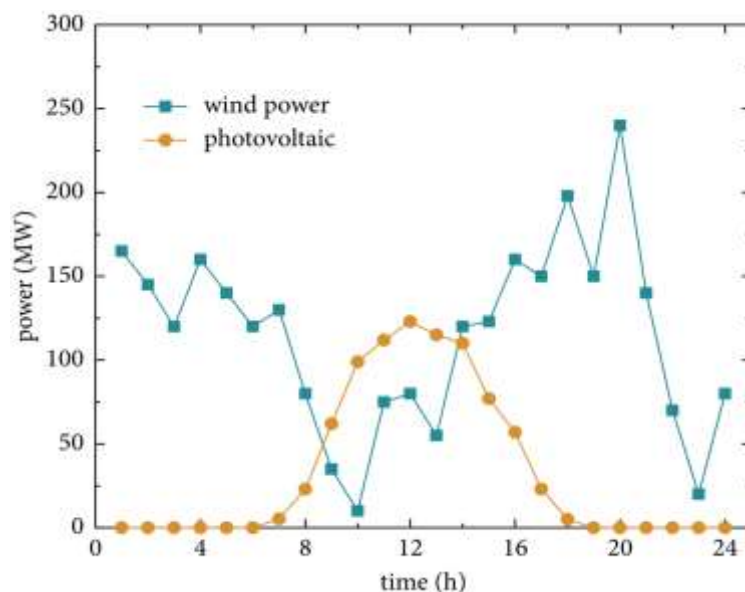


Figura 17: Esempio dell'andamento della produzione giornaliera da fonte solare (PV) ed eolica [5].

L'ibridizzazione tra CSP ed eolico potrebbe ulteriormente aumentare il livello di dispacciabilità dell'impianto ibrido a pari capacità di accumulo e senza penalizzare i costi. A tale scopo, la metodologia sviluppata di tale programma di ricerca (Linee di Attività LA1.38, LA1.19, LA1.40) ed applicate nei casi studio della LA1.41 (descritti in questo report) andrebbero ripetute includendo l'eolico tra le possibili fonti rinnovabili che possono essere aggregate virtualmente con il CSP. L'ottimizzatore consentirebbe quindi di ottimizzare le taglie del PV, dell'eolico, del power block (generatore termoelettrico), del sistema di accumulo (TES), del campo specchi e dell'eventuale batteria (BESS) tenendo conto anche della possibilità di dissipare l'eccesso di produzione da PV ed eolico nello storage termico del CSP.

Ottimizzazione della gestione dell'impianto ibrido: simulazione oraria annuale con incertezza delle previsioni

I risultati di produzione ottenuti per gli impianti ibridi CSP/PV sono stati ottenuti a partire da profili annuali di dati meteo e domanda elettrica che sono stati ridotti ad una serie di periodi tipo ed estremi tramite il processo di clustering. Sebbene tale step sia inevitabile per l'ottimizzazione del design dell'impianto per motivi legati al tempo computazionale, una volta nota la taglia di ciascun componente è possibile estendere l'orizzonte di ottimizzazione fino a considerare l'intero anno (TMY) di dati di partenza, eliminando completamente la procedura intermedia di clustering. Così facendo il problema di ottimizzazione consiste nell'individuare la strategia di dispacciamento ottima del sistema a design fissato (trovato nel corso di questa attività) su uno o più anni operativi. L'approccio proposto, oltre che a svincolarsi dall'approssimazione introdotta dall'uso dei periodi tipo, consentirebbe di considerare l'incertezza sui dati in ingresso all'ottimizzatore, superando così un'altra limitazione dell'approccio descritto. Le soluzioni trovate per ogni caso studio sono state infatti ottenute ipotizzando di conoscere in modo deterministico il valore delle previsioni meteo e della domanda di energia per l'intero anno solare. Perciò la soluzione ottenuta deve essere interpretata come una stima ottimistica o "ideale" delle performance di un impianto reale che non gode di una perfetta conoscenza del futuro (la frazione di energia soddisfatta potrebbe risultare minore e il costo dell'energia maggiore rispetto ai valori riportati). Le previsioni di produzione degli impianti reali potranno infatti divergere significativamente da quanto previsto (vedi ad esempio Figura 18). Lo sviluppo di un approccio capace di considerare l'incertezza all'interno del modello di ottimizzazione permetterebbe di raggiungere un maggior grado di accuratezza della soluzione trovata e, successivamente, confrontando quest'ultima con quella del corrispondente approccio deterministico, sarebbe possibile stimare il costo aggiuntivo legato all'incertezza e il margine di errore commesso con la semplificazione introdotta inizialmente.

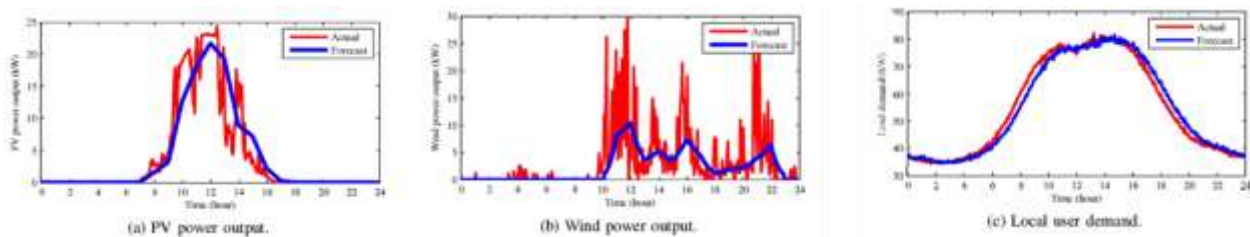


Figura 18: Esempio dello scostamento fra previsione e valore misurato di produzione PV (a), eolica (b) e domanda elettrica (c).

4 Ringraziamenti

Gli autori ringraziano la società Elianto S.r.l. per aver fornito i dati relativi al collettore solare a concentrazione necessari per il caso studio degli impianti di piccola taglia (caso #4). Gli autori ringraziano inoltre Giampaolo Caputo e Irena Balog (ENEA) per aver fornito i dati sulla radiazione solare, Marco Colombari e Davide Bolverato (POLIMI) per il contributo dato al lavoro all'interno della loro tesi magistrale.

5 Riferimenti bibliografici

- [1] L. Pilotti, M. Colombari, A. Castelli, M. Binotti, A. Giaconia, and E. Martelli, "Optimization of a highly integrated CPS-PV plant," in *International Conference on Applied Energy*, 2021, vol. 20.
- [2] G. P. McCormick, "Computability of global solutions to factorable nonconvex programs: Part I - Convex underestimating problems," *Math. Program.*, vol. 10, no. 1, pp. 147–175, Dec. 1976, doi: 10.1007/BF01580665.
- [3] M. Hoffmann, L. Kotzur, D. Stolten, and M. Robinius, "A review on time series aggregation methods for energy system models," *Energies*, vol. 13, no. 3, p. 641, Feb. 03, 2020, doi: 10.3390/en13030641.
- [4] M. Zatti *et al.*, "k-MILP: A novel clustering approach to select typical and extreme days for multi-energy systems design optimization," *Energy*, vol. 181, pp. 1051–1063, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.05.044.
- [5] Y. Chang, S. Liu, L. Wang, W. Cong, Z. Zhang, and S. Qi, "Research on Low-Carbon Economic Operation Strategy of Renewable Energy-Pumped Storage Combined System," *Math. Probl. Eng.*, vol. 2022, 2022, doi: 10.1155/2022/9202625.

6 Abbreviazioni ed acronimi

ACC:	Air Cooler Condenser
BESS:	Battery Energy Storage System, accumulo elettrico a batteria
BoP:	Balance of Plant
CAPEX:	CAPital EXpenditures
CRF:	Capital Recovery Factor
CSP:	Concentrated Solar Power, tecnologia del solare a concentrazione
DNI:	Direct Normal Irradiation, radiazione solare diretta
GCR:	Ground Coverage Ratio
GHI:	Irradianza solare globale su superficie orizzontale
HTF:	Heat Transfer Fluid, fluido termovettore nei ricevitori solari dell'impianto CSP
IAM:	Incidence Angle Modifier (parametro per la determinazione delle performance dei collettori solari)
LA:	Linea di Attività
LCOE:	Levelized Cost of Electricity, costo equivalente dell'elettricità prodotta
MINLP:	Mixed-Integer Non-Linear Programming
MILP:	Mixed-Integer Linear Programming
MSLF:	tecnologia CSP con collettori lineari di Fresnel (LF) e sali fusi (MS) come HTF
O&M:	Operation and Maintenance
OPEX:	OPERational EXpenditures
ORC:	Organic Rankine Cycle
PB:	Power Block, blocco di potenza (generatore termoelettrico)
PV:	Photovoltaic, tecnologia fotovoltaica
SAM:	System Advisor Model
SF:	Solar Field, campo a specchi per la concentrazione della radiazione solare
TES:	Thermal Energy Storage, accumulo termico
TMY:	Typical Meteorological Year, anno meteorologico tipo