

# Ricerca di Sistema elettrico



Ibridizzazione del CSP con altre tecnologie energetiche rinnovabili -  
Simulazione e ottimizzazione di impianti ibridi CSP/PV/Eolici di scala  
medio-piccola operanti sul Mercato del Giorno Prima (MGP) e sul  
Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD)(LA1.19)

L. Pilotti, E. Martelli, M. Binotti



**POLITECNICO**  
MILANO 1863

Ibridizzazione del CSP con altre tecnologie energetiche rinnovabili - Simulazione e ottimizzazione di impianti ibridi CSP/PV/Eolici di scala medio-piccola operanti sul Mercato del Giorno Prima (MGP) e sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) (LA1.19)

L. Pilotti (Politecnico di Milano), E. Martelli (Politecnico di Milano), M. Binotti (Politecnico di Milano)

Dicembre 2024

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2022-2024

Obiettivo: Decarbonizzazione

Progetto: 1.9 "Solare termodinamico"

Linea di attività: LA1.19

Responsabile del Progetto: Antonio Guglielmo, ENEA

Responsabile del Work Package: Antonio Guglielmo, ENEA

Responsabile Linea di Attività: Politecnico di Milano

Mese inizio previsto: 13

Mese inizio effettivo: 13

Mese fine previsto: 36

Mese fine effettivo: 36

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di Collaborazione, tra ENEA e Politecnico di Milano, dal titolo: "Ibridizzazione del CSP con altre tecnologie energetiche rinnovabili - Simulazione e ottimizzazione di impianti ibridi CSP/PV/Eolici di scala medio-piccola operanti sul Mercato del Giorno Prima (MGP) e sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD)"

Responsabile scientifico ENEA: Walter Gaggioli

Responsabile scientifico Co-beneficiario: Prof. Marco Binotti, Prof. Emanuele Martelli

## Indice

1	Risultati attesi .....	5
2	Risultati ottenuti.....	6
3	Prodotti attesi .....	7
4	Prodotti sviluppati .....	8
5	Analisi degli scostamenti su attività e risultati.....	9
6	Sintesi delle attività svolte .....	10
7	Dettaglio delle attività svolte.....	11
7.1	Introduzione .....	11
7.2	Impianti ibridi CSP-PV-eolici.....	12
7.3	Modelli di cicli di potenza (ORC e ciclo Rankine).....	15
7.1.1	Ciclo Rankine di piccola scala (2-20 MW) .....	15
7.1.2	Ciclo ORC di piccola scala (1-10 MW).....	16
7.1.3	Analisi economica ed effetto taglia.....	19
7.1.4	Confronto ottimizzato ORC e vapore integrandoli nell'ottimizzatore .....	19
7.4	Impianti ibridi nel mercato elettrico Italiano: scenari correnti e futuri .....	20
7.5	Riferimenti bibliografici .....	24
8	Contributo delle eventuali consulenze alle attività sopra descritte.....	25
9	Pubblicazioni scientifiche .....	26
10	Eventi di disseminazione .....	27

## Indice delle figure

Figura 1. Schema dell'impianto ibrido con i principali componenti modellati e relative variabili di dimensionamento. ....	11
Figura 2. Schema a blocchi della metodologia utilizzata dal software AESOPT .....	12
Figura 3. Accoppiamento sito-turbina: confronto fra la curva di prestazione della turbina eolica e la frequenza della velocità del vento nella località selezionata. ....	13
Figura 4. Curva di durata della produzione del generatore eolico Vestas V136. ....	13
Figura 5. Design ottimo dell'impianto ibrido e valori corrispondenti dell'LCOE per diversi valori di copertura della domanda, insieme alla percentuale di energia rinnovabile tagliata. ....	14
Figura 6. Schema d'impianto Thermoflex del ciclo vapore da 5 MW a sali .....	15
Figura 7. Schema d'impianto ORC con condensazione diretta ad aria (a) ed indiretta con circuito intermedio ad acqua (b). ....	16
Figura 10. Curva di performance della configurazione ORC a cicloesano surriscaldato: efficienza netta al variare della temperatura ambiente e della portata massica di HTF. ....	18
Figura 9. Costo specifico di investimento per i tre blocchi di potenza analizzati. ....	19
Figura 10. Confronto dell'LCOE e dell'NPV dell'impianto ibrido con power block a tecnologia ORC e a vapore. ....	20
Figura 11. Design ottimo dell'impianto ibrido per diversi valori di copertura della domanda. ...	20
Figura 12. Superficie interpolante del modello di regressione polinomiale e dataset usato per il training del modello .....	23
Figura 13. LCOE e NPV dell'impianto ibrido nello scenario corrente (2019) e in quelli futuri (2030 e 2040) a confronto. ....	23

## Indice delle tabelle

Tabella 1. Dati meteorologici della località di riferimento (Priolo Gargallo, SI). ....	12
Tabella 2. Dati principali per la modellizzazione del generatore eolico selezionato per l'analisi. ....	12
Tabella 3. Assunzioni termodinamiche e prestazioni del ciclo a vapore di piccola scala in condizioni di design. ....	16
Tabella 4. Assunzioni termodinamiche per il design del ciclo ORC di piccola scala .....	17
Tabella 5. Prestazioni e analisi economica delle diverse configurazioni di ciclo ORC analizzate .....	18
Tabella 6. Risultati dell'ottimizzazione per MGP a diversi valori del moltiplicatore del prezzo MGP. ....	21
Tabella 7. Risultati dell'ottimizzazione per gli scenari MGP e MSD per diverse configurazioni di impianto. ....	22



## 1 Risultati attesi

Come previsto dal capitolato di Progetto, dalla presente linea di attività LA1.19 si prevedeva di ottenere:

- modelli di campi eolici da utilizzare in modelli Mixed Integer Linear Program per l'ottimizzazione del progetto di sistemi energetici;
- design ottimizzato di impianti ibridi CSP/Eolici, PV/Eolici e CSP/PV/Eolici per scenari a domanda elettrica fissata;
- design ottimizzato di impianti ibridi per diversi scenari di prezzi dell'energia elettrica sul mercato MGP e MSD;
- elezione delle tecnologie ibride più promettenti;
- individuazione delle tipologie di ibridizzazione più promettenti e della taglia ottimale per il power block;
- modelli di power block in regime stazionario per la progettazione preliminare e calcolo prestazioni off-design per cicli di taglia ottimizzata basati su tecnologia Rankine a vapor d'acqua e a fluido organico;
- design ottimizzato di impianti ibridi per diversi scenari futuri di prezzi dell'energia elettrica sui mercati MGP e MSD;
- confronto ibrido CSP/PV/Eolico con tecnologia benchmark NON IBRIDIZZATA CSP+TES e PV+Eolico+BESS

## 2 Risultati ottenuti

I risultati attesi per la linea di attività LA1.19 sono stati raggiunti. In particolare:

- sono stati sviluppati modelli di campi eolici in grado di essere utilizzati da algoritmi tipo "MILP";
- è stato ottimizzato il design dell'impianto ibrido per scenari a domanda elettrica fissata e per diversi scenari di prezzo dell'energia sul mercato elettrico Italiano (sia MGP che MSD);
- è stata individuata la configurazione dell'impianto ibrido più promettente e la relativa taglia del power block associato all'impianto CSP corrispondente;
- sono stati sviluppati modelli termodinamici di cicli di potenza a ciclo Rankine e a fluido organico nel range di taglia identificato come ottimale e sono state stimate le prestazioni sia in regime stazionario che in condizioni di off-design;
- è stato individuato il design ottimo di impianti ibridi considerando scenari di costo delle tecnologie e di prezzo dell'elettricità sul MGP al 2030 e al 2040;
- le prestazioni dell'impianto ibrido rispetto alle singole tecnologie non ibridizzate (benchmark) sono state valutate, evidenziando i benefici dell'ibridizzazione.

### 3 Prodotti attesi

Il prodotto atteso per la linea di attività LA1.19 è un report sulla “Simulazione e ottimizzazione di impianti ibridi CSP/PV/Eolici di scala medio-piccola operanti sul Mercato del Giorno Prima (MGP) e sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD)”.

## 4 Prodotti sviluppati

In accordo con il capitolato di Progetto, il prodotto sviluppato per la linea di attività 1.19 corrisponde al presente report in cui sono descritti i modelli numerici e la metodologia innovativa adottata per l'ottimizzazione di impianti ibridi CSP/PV/Eolici sul Mercato del Giorno Prima (MGP) e sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD).

## 5 Analisi degli scostamenti su attività e risultati

Nell'ambito della LA1.19, rispetto al capitolato vigente di Progetto, non sono stati riscontrati significativi scostamenti tecnici su attività e risultati. Si è tuttavia materializzato il rischio relativo alla scarsità di dati sull'andamento dei prezzi futuri dell'elettricità, legati anche al particolare momento storico (conflitto russo-ucraino e mutamenti dovuti alla transizione energetica in atto) che ha visto una forte fluttuazione dei prezzi dell'elettricità e del gas naturale. Per ovviare a tale rischio si è scelto di sviluppare un modello in grado di stimare i costi dell'elettricità sull'MGP a partire dai dati storici 2015-2021 (2020 escluso), escludendo però previsioni sull'MSD per le quali sarebbe stato estremamente aleatorio fornire dei valori.

Nell'ambito della LA1.19 non sono stati riscontrati scostamenti economici significativi rispetto al preventivo del capitolato vigente di Progetto.

## 6 Sintesi delle attività svolte

Nella presente LA si sono sviluppati modelli per campi eolici per algoritmi MILP per l'ottimizzazione di impianti ibridi CSP-PV-Eolici. Considerando la domanda elettrica nazionale scalata (picco 50 MW), l'impianto ibrido risulta garantire il minor LCOE e alta dispacciabilità (>95%), superiore agli impianti standalone.

Diversi cicli di potenza (taglia <10MW) a vapore e ORC sono stati modellati in design e off-design ed i modelli sviluppati sono stati utilizzati nell'ottimizzazione di impianti CSP-PV-Eolici (picco domanda 10MW), mostrando prestazioni leggermente migliori per gli ORC.

Le prestazioni degli impianti ibridi sono state inoltre ottimizzate considerando il funzionamento come UVAM (Unità virtuali abilitate miste o Virtual Power Plant) su MGP e MSD. A carico fissato sull'MSD, l'impianto CSP-PV-Eolico risulta la migliore opzione, sebbene con NPV negativo (-110 M€). Considerando le proiezioni di costo delle tecnologie rinnovabili e modellando i prezzi MGP al 2030/2040, gli impianti ibridi conseguono NPV>0, con PV+Eolico competitivi fino a dispacciabilità media (50-60%), con l'aggiunta del CSP essenziale per contenere i costi a dispacciabilità > 65%.

## 7 Dettaglio delle attività svolte

Il dettaglio delle attività svolte è riportato nel presente report, mentre una trattazione più estesa è presente nell'Allegato 1.

### 7.1 Introduzione

La presente attività riguarda la modellazione e l'analisi di sistemi CSP ibridizzati con solare fotovoltaico (PV) ed eolico all'interno del contesto italiano. Tali sistemi hanno suscitato recentemente un notevole interesse per la possibilità di accoppiare la produzione di elettricità da fonti rinnovabili mature e a basso costo, come PV ed eolico, con sistemi CSP dotati di un accumulo termico e di resistenze elettriche per trasferire gli eccessi di produzione rinnovabile all'interno dell'accumulo. Figura 1 riporta lo schema dell'impianto ibrido considerato per l'analisi.

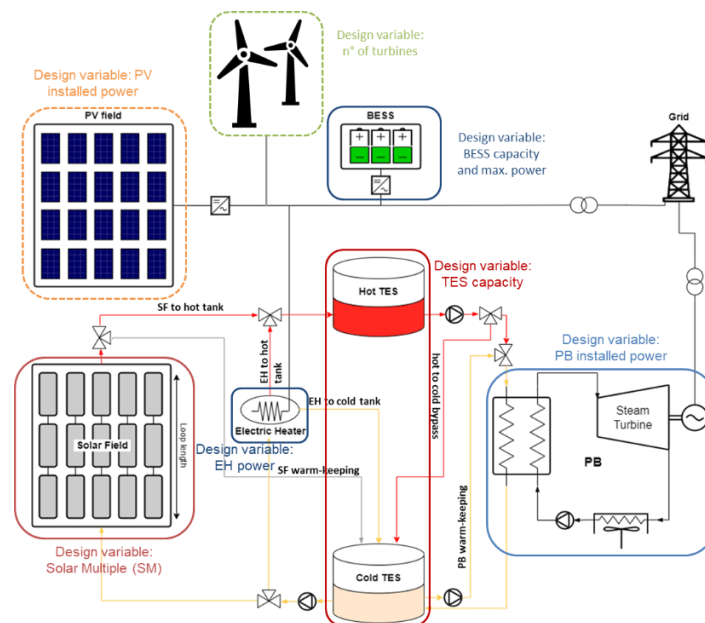


Figura 1. Schema dell'impianto ibrido con i principali componenti modellati e relative variabili di dimensionamento.

In linea con le attività svolte all'interno del PTR precedente [1], ogni componente è stato caratterizzato da un modello tecnico-economico e successivamente tali modelli sono stati integrati all'interno del codice per l'ottimizzazione del progetto e dell'operation dell'impianto (AESPOT) sviluppato dal Politecnico di Milano in progetti precedenti, che ha permesso di identificare la taglia ottima di ciascun componente a seconda del caso studio considerato. Il modello matematico di tipo MILP alla base del codice di ottimizzazione è descritto nel PTR precedente [1]: la metodologia di ottimizzazione è schematizzata in Figura 2, mentre le principali variabili di progetto sono evidenziate in Figura 1.

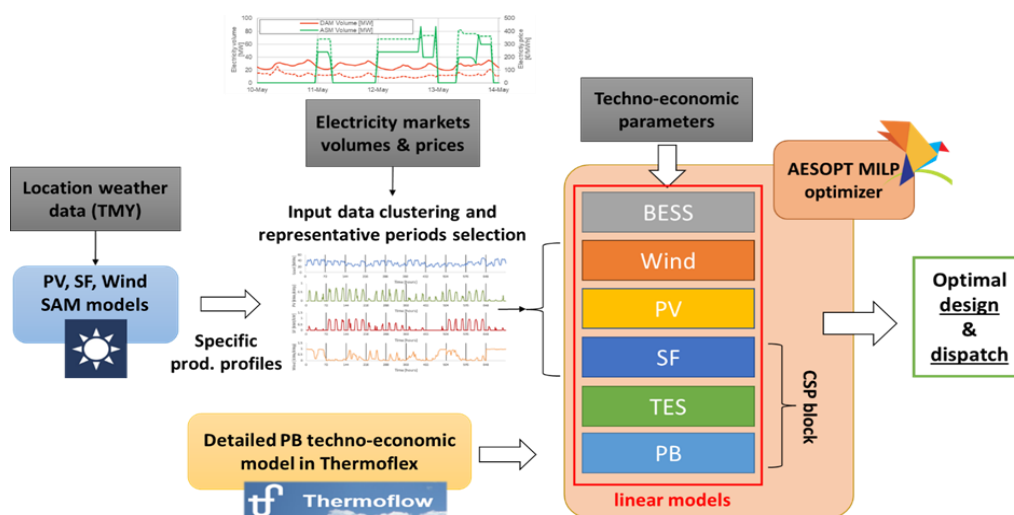


Figura 2. Schema a blocchi della metodologia utilizzata dal software AESOPT

Coerentemente con lo scorso PTR, tutte le analisi sono state condotte considerando la stessa località di riferimento: Priolo Gargallo, (SI). I dati meteorologici (TMY) della località considerata sono stati forniti da ENEA e sono riassunti in Tabella 1.

Tabella 1. Dati meteorologici della località di riferimento (Priolo Gargallo, SI).

Parametro	Valore	Unità
Latitudine, Longitudine	37.13°N, 15.21°E	[-]
Temperatura Ambiente Media	17.6	[°C]
DNI Annuale	1730	[kWh/m <sup>2</sup> -y]
GHI Annuale	1847	[kWh/m <sup>2</sup> -y]
Velocità del vento medi @ 30 m	4.5	[m/s]

## 7.2 Impianti ibridi CSP-PV-eolici

Rispetto al PTR precedente, si è reso necessario sviluppare un modello specifico per la caratterizzazione dei campi eolici, tecnologia che non rientrava nell'analisi effettuata in precedenza. Dopo aver analizzato la taglia media degli aerogeneratori in Italia [2], si è scelto di utilizzare come modello una turbina Vestas V136 [3] da 3.45 MW, le cui caratteristiche sono riportate in Tabella 2.

Tabella 2. Dati principali per la modellizzazione del generatore eolico selezionato per l'analisi.

Generatore eolico	Valore	Unità
Modello	V136	[-]
Altezza hub	132	[m]
Diametro del rotore	136	[m]
Velocità di cut-in	3	[m/s]
Velocità di cut-out	22.5	[m/s]
Potenza nominale	3.45	[MW]
Coefficiente di shear	0.2	[-]
Costo di investimento	1500	[€/kW]
Costo O&M fisso	10.8	[€/kW-y]
Costo O&M variabile	3.4	[€/kWh]

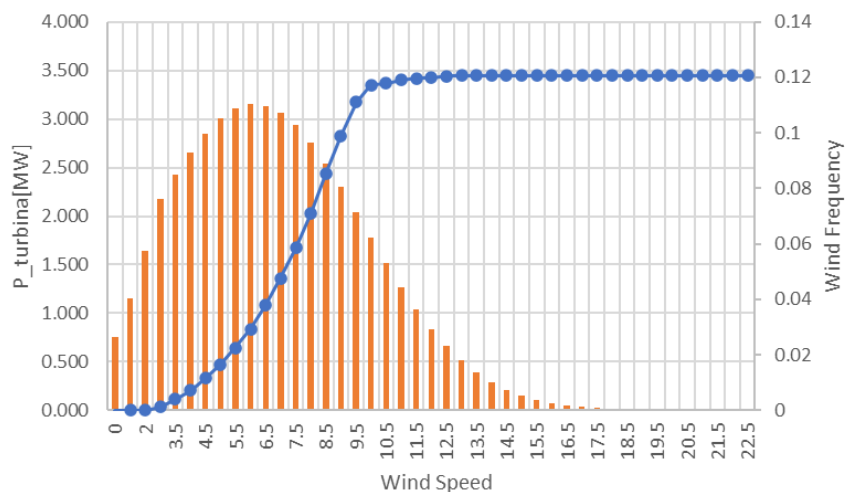


Figura 3. Accoppiamento sito-turbina: confronto fra la curva di prestazione della turbina eolica e la frequenza della velocità del vento nella località selezionata.

Dopo aver riscaldato la velocità del vento sull'altezza dell'hub tramite il coefficiente di shear, è possibile calcolare la potenza prodotta dalla turbina come:

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho A_D v_w^3 \quad (1)$$

dove:

- $P$  è la potenza elettrica prodotta dalla turbina
- $C_p$  è il coefficiente di prestazione della turbina
- $\rho$  è la densità dell'aria
- $A_D$  è l'area del rotore della turbina eolica
- $v_w$  è la velocità del vento all'altezza dell'hub

Il profilo di generazione annuale risultante per la località selezionata è riportato in Figura 4. La potenza complessivamente generata in un anno risulta pari a 9.53 GWh, corrispondente ad un fattore di utilizzo (FU) di 31.5%, valore è in linea con gli FU di altri impianti eolici presenti nella stessa zona geografica [2].

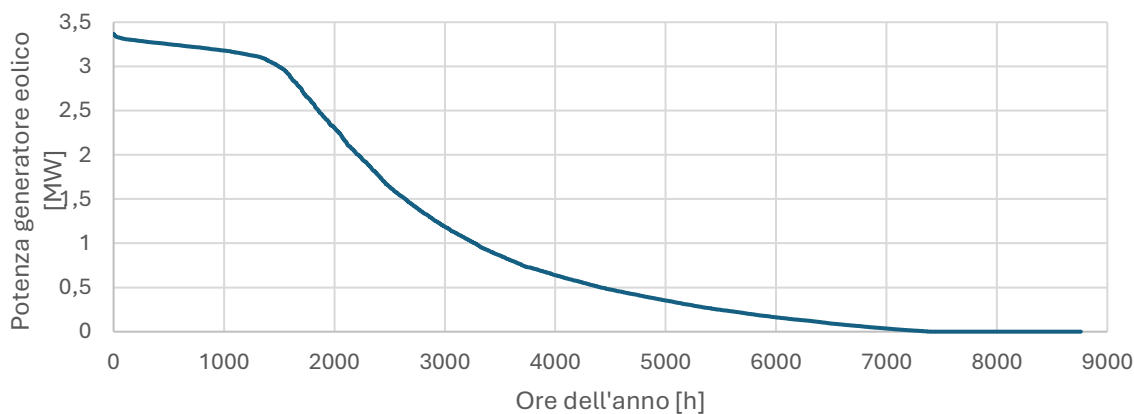


Figura 4. Curva di durata della produzione del generatore eolico Vestas V136.

Il modello di produzione eolica è stato integrato all'interno del software di ottimizzazione sviluppato nel PTR precedente [1] e sono state effettuate delle analisi per valutare il beneficio dell'accoppiamento di impianti CSP con la tecnologia fotovoltaica ed eolica. In particolare, in continuità con le analisi svolte nel PTR precedente [1], si è deciso di ottimizzare il progetto di un impianto ibrido in grado di servire un carico elettrico variabile con picco di 50 MW, ottenuto riscaldando il profilo del carico elettrico nazionale. Per l'installazione dell'impianto CSP si è considerata una superficie disponibile pari a 150 ettari, valore in linea con le stime di massima superficie contigua disponibile nella zona considerata. Essendo il design dell'impianto fortemente dipendente dal target di dispacciabilità imposto, è stata fatta un'analisi di sensibilità sulla frazione del carico annuale da soddisfare. I risultati di questa analisi e la metodologia presentati in questa sezione e le relative assunzioni per la modellazione di impianti ibridi CSP-PV-eolici, sono riportati nel dettaglio nell'articolo presentato alla conferenza SolarPaces 2023 [4]. I risultati principali sono riportati in Figura 5.

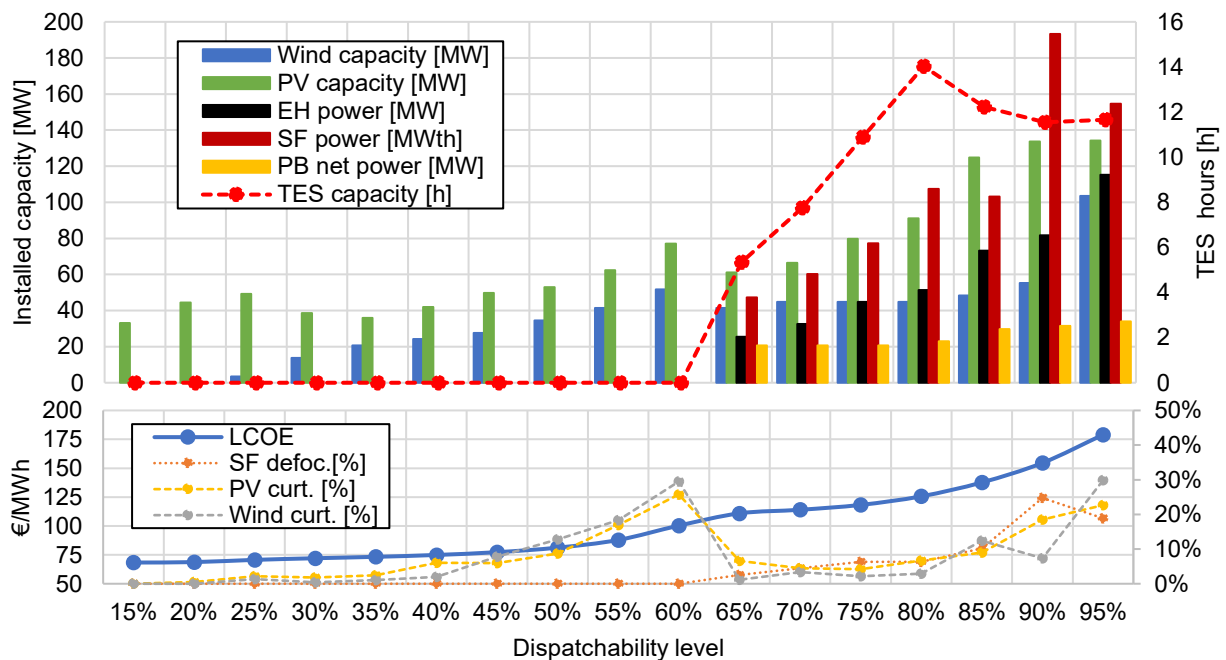


Figura 5. Design ottimo dell'impianto ibrido e valori corrispondenti dell'LCOE per diversi valori di copertura della domanda, insieme alla percentuale di energia rinnovabile tagliata.

Da questa analisi emerge che per percentuali di domanda soddisfatta inferiori al 60%, la configurazione ottimale dell'impianto ibrido è costituita dall'accoppiamento delle tecnologie PV ed eolico, in grado di generare energia a basso costo (i.e., LCOE < 100 €/MWh), mentre per frazioni di copertura di carico maggiori, la presenza della tecnologia CSP risulta essenziale, principalmente per (i) evitare il sovradimensionamento di PV ed eolico e per (ii) permettere di abbattere il curtailment tramite la conversione dell'elettricità in eccesso proveniente da PV ed eolico in energia termica per il CSP, grazie alle resistenze elettriche. Questa sinergia fra le varie tecnologie permette di sfruttare a pieno la potenzialità del CSP, incrementando significativamente la dispacciabilità dell'impianto ibrido e, allo stesso tempo, contenendo i costi di generazione dell'elettricità, come mostrato in Figura 5. L'aumento di LCOE è più pronunciato nell'ultimo tratto (e.g., 85-95% di copertura della domanda) fino ad arrivare ad un massimo di 179 €/MWh, corrispondente ad una dispacciabilità pari al 95% del carico. A seconda del livello di dispacciabilità imposto la taglia ottima del blocco di potenza può variare fra 20 e 35 MW mentre la capacità del TES varia fra le 6 e 14 ore di accumulo.

### 7.3 Modelli di cicli di potenza (ORC e ciclo Rankine)

Per quanto riguarda i modelli dei cicli di potenza, sono stato ampliati e dettagliati i modelli termodinamici dei cicli di potenza di piccola scala (1-10 MW) sviluppati nel PTR precedente [1]: in particolare, il ciclo Rankine e il ciclo a fluido organico (ORC). Entrambi i cicli sono stato modellati con il software Thermoflex [5] e sono stati stimate le prestazioni sia in regime stazionario che in off-design, considerando anche l’impatto della variazione della temperatura ambiente.

#### 7.1.1 Ciclo Rankine di piccola scala (2-20 MW)

Come riferimento per la modellazione del ciclo Rankine a piccola scala si è scelto un blocco di potenza da 5 MW con scambiatore diretto a sali e condensatore ad aria, il cui schema d’impianto è riportato in Figura 6.

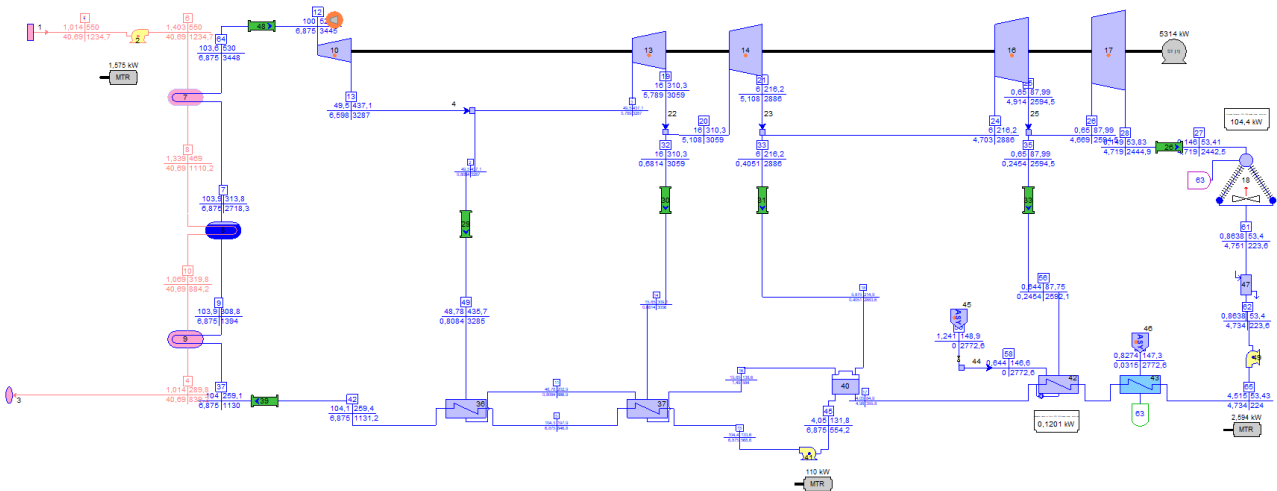


Figura 6. Schema d’impianto Thermoflex del ciclo vapore da 5 MW a sali

L’impianto è stato modellato seguendo lo schema di Partanna, un impianto che utilizza la stessa tecnologia a sali fusi operante in Sicilia con una potenza installata di 4.26 MW [6]. Nel layout dell’impianto si è scelto di non considerare il risurriscaldatore e, su feedback di Baker Hughes – Nuovo Pignone, di limitare la rigenerazione adottando tre rigeneratori a superficie. Questi accorgimenti servono a limitare l’aumento del costo di investimento, non compensato dall’aumento di rendimento che si otterrebbe per impianti di scala così piccola. In Tabella 3 sono riportate le assunzioni termodinamiche per il design del ciclo e le prestazioni in condizioni di design. Il ciclo raggiunge un’efficienza netta pari al 31.4%.

Per quanto riguarda la modellazione del ciclo di off-design, si è deciso di adottare la stessa strategia di parzializzazione già proposta nello scorso PTR, che prevede l’uso, a carichi molto bassi (< 50%), di una valvola di laminazione all’ingresso del secondo stadio della turbina di HP per mantenere costante la temperatura di spillamento del vapore inviato all’ultimo scambiatore dell’acqua d’alimento, in modo da evitare un’eccessiva diminuzione dalla temperatura di ritorno dei sali fusi.

Tabella 3. Assunzioni termodinamiche e prestazioni del ciclo a vapore di piccola scala in condizioni di design.

Variabili di progetto	5 MW a sali
Temperatura massima HTF (°C)	550
Temperatura HTF @ uscita al blocco di potenza (°C)	290
Temperatura vapore @ ingresso turbina SH (°C)	540
Pressione vapore @ ingresso turbina SH (bar)	100
$\Delta T$ approccio SH (°C)	10
$\Delta T$ minimo nell'evaporatore (°C)	5
$\Delta T$ sotto-raffreddamento economizzatore (°C)	5
Numero di preriscaldatori acqua di alimento	1 BP + 2 AP + dega
$\Delta T$ aria di condensazione (°C)	16
Pressione di condensazione (bar)	0.145
$\Delta T$ minimo nel condensatore (°C)	7
Potenza lorda (MW)	5.0
Potenza netta (MW)	5.31
Efficienza lorda ciclo a vapore (%)	32.1
Efficienza netta ciclo a vapore (%)	31.4

### 7.1.2 Ciclo ORC di piccola scala (1-10 MW)

Per quanto riguarda gli ORC, si sono valutate configurazioni con vapore saturo e surriscaldato, considerando ciclopentano, cicloesano e toluene come potenziali fluidi di lavoro. La condensazione avviene sempre ad aria, tranne nel caso del Toluene dove si è reso necessario introdurre un loop intermedio ad acqua a causa delle basse pressioni di condensazione, come illustrato in Figura 7.

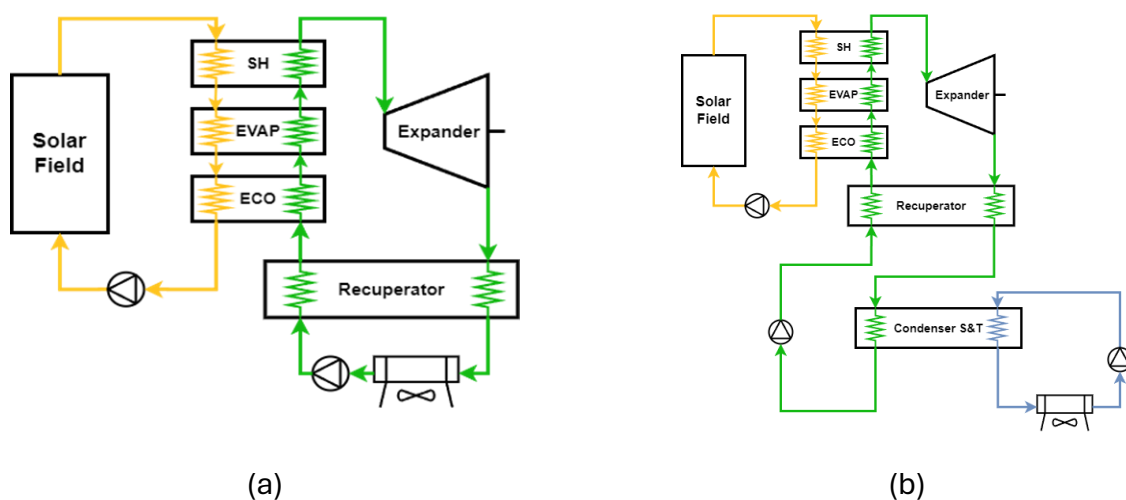


Figura 7. Schema d' impianto ORC con condensazione diretta ad aria (a) ed indiretta con circuito intermedio ad acqua (b).

In questo caso, per il campo solare si è assunta una tecnologia lineare ad olio diatermico (Therminol 66), con una temperatura massima di 330°C. Lo schema d'impianto è riportato in Figura 7, mentre le principali assunzioni di design sono riportate in Tabella 4. Per la scelta fluidi

di lavoro, per le configurazioni da analizzare, per definire le assunzioni di progetto e i principali criteri dimensionamento e per la stima dei costi ci si è avvalsi del supporto di Turboden [7], azienda leader nella costruzione degli impianti ORC.

Tabella 4. Assunzioni termodinamiche per il design del ciclo ORC di piccola scala

<b>Variabili di Progetto</b>	<b>5 MW ORC</b>
Temperatura massima HTF (°C)	330
Temperatura ambiente di progetto (°C)	30
Efficienza isentropica delle pompe e dei ventilatori (%)	75
Efficienza isentropica della turbina (-)	correlazione [8]
Efficienza meccanica delle pompe e della turbina (%)	97
Temperatura fluido ORC @ ingresso turbina, caso saturo / SH (°C)	300 / 320
$\Delta T$ approccio SH (°C)	10 / 30
$\Delta T$ minimo nell'evaporatore (°C)	10
$\Delta T$ di sotto-raffreddamento nell'economizzatore (°C)	10
$\Delta T$ minimo recuperatore, caso saturo / SH (°C)	20 / 30
<b>Condensazione diretta da aria (cicloesano, ciclopentano)</b>	
Temperatura di condensazione (°C)	50
$\Delta T$ aria di condensazione (°C)	13
$\Delta T$ minimo nel condensatore (°C)	7
<b>Condensazione con loop intermedio ad acqua (toluene)</b>	
Temperatura di condensazione (°C)	65
$\Delta T$ minimo nel condensatore Shell & Tube (°C)	7
$\Delta T$ aria di condensazione (°C)	13
$\Delta T$ minimo di approccio nel Fan-Cooler	15

Le principali assunzioni termodinamiche in condizioni di design sono riportate in Tabella 4. Anche in questo caso i cicli ORC sono stati modellati in ambiente Thermoflex [5]. Successivamente, ciascun ciclo ORC, sia per la configurazione saturo che surriscaldato, è stato caratterizzato in termini di prestazioni, a carico nominale e in off-design, al variare della portata di HTF in ingresso al treno di scambiatori del ciclo e della temperatura ambiente, come mostrato in Figura 8 per la configurazione cicloesano SH. Per un'analisi più approfondita sulla modellazione delle singole configurazioni e sui risultati ottenuti per ciascuna si rimanda all'Allegato 1.

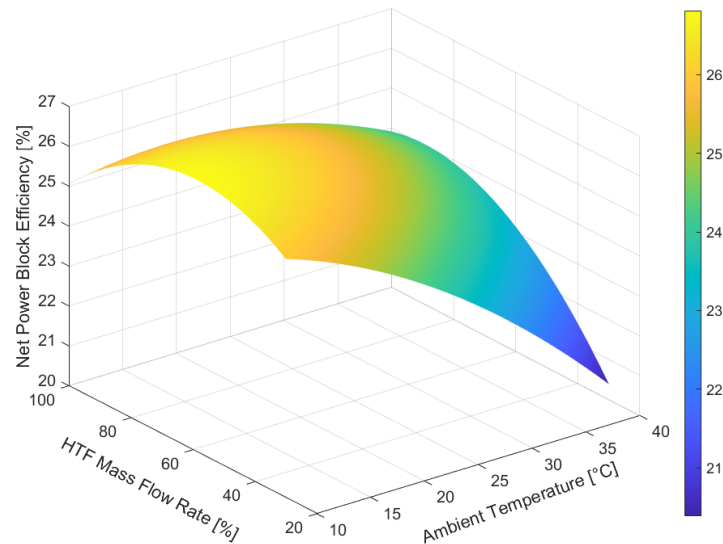


Figura 8. Curva di performance della configurazione ORC a cicloesano surriscaldato: efficienza netta al variare della temperatura ambiente e della portata massica di HTF.

Infine, per valutare la configurazione più promettente da considerare per l'ottimizzazione del progetto dell'impianto ibrido, sono state condotte delle analisi annuali nella località di riferimento (Priolo) considerando solo l'impianto CSP stand-alone per stimare LCOE risultante da ciascuna di queste configurazioni. Per ogni configurazione, il campo specchi è stato dimensionato assumendo un SM pari a 2 e considerando 8 ore di accumulo termico.

I risultati dell'analisi annuali sono riportati in Tabella 5. I valori LCOE più bassi si ottengono nel cicloesano e nel cicloesano, entrambi nella configurazione SH, che corrispondono ai blocchi di potenza con la più alta efficienza netta. Nello specifico, il cicloesano sembra essere il fluido di lavoro più promettente grazie alla sua efficienza off-design e alle temperature più basse richieste dal campo solare. Tra i cicli saturi, solo il cicloesano ottiene buoni risultati raggiungendo un LCOE di 223.9 €/MWh. A fronte dei risultati ottenuti e visibili in Tabella 5 e a seguito di un confronto con l'azienda produttrice di cicli ORC Turboden [7], la configurazione ORC a cicloesano SH è stata selezionata come la più promettente ed è stata utilizzata per le analisi successive.

Tabella 5. Prestazioni e analisi economica delle diverse configurazioni di ciclo ORC analizzate

Configurazione ORC	Toluene Saturo	Toluene Surriscaldato	Cicloesano Saturo	Cicloesano Surriscaldato	Ciclopentano Saturo	Ciclopentano Surriscaldato
Efficienza Netta PB	22.96%	24.12%	23.20%	24.94%	18.59%	<b>23.74%</b>
Efficienza Campo Solare [%]	70.03%	69.85%	70.38%	70.06%	70.49%	<b>70.27%</b>
Efficienza Solar to Electric [%]	15.87%	16.45%	15.80%	17.25%	11.51%	<b>16.44%</b>
Costo specifico PB [€/kWe]	1676.4	1610.8	1632.0	1368.8	1410.1	<b>1405.3</b>
Costo specifico CSP [€/kWe]	6791	7190	6075	6163	5954	<b>6039</b>
Produzione annuale [MWh]	13775	13761	14129	14599	11799	<b>14773</b>
Fattore di utilizzo [-]	31.45%	31.42%	32.26%	33.33%	26.94%	<b>33.73%</b>
LCOE [€/MWh]	252.9	266.0	223.9	219.3	262.0	<b>213.3</b>

### 7.1.3 Analisi economica ed effetto taglia

In seguito, è stata svolta un'analisi dell'effetto taglia sulle performance e le prestazioni dei cicli analizzati nel range di taglia considerato per la specifica configurazione d'impianto. Per ogni taglia del power block, sono state ripetute le analisi in design e off-design già svolte per la taglia di riferimento. In Figura 9 è riportato l'andamento del costo specifico di investimento per i cicli di potenza analizzati, con le rispettive taglie di riferimento.

Per quanto riguarda il costo del ciclo a vapore di grande scala (20-100 MW), si è deciso di riscalarlo la curva di costo ottenuta con il database PEACE di Thermoflex di un fattore pari 1.97 in modo tale da eguagliare, in corrispondenza della taglia di riferimento (50 MW), il valore di costo riportato dal SAM per un ciclo a vapore a sali fusi, analogamente a quanto già fatto nel PTR precedente.

Il costo del ciclo ORC è stato ottenuto tramite Thermoflex, riscaldando poi i costi del Balance of Plant (BoP) al 50% del costo dei componenti dell'impianto, secondo quanto suggerito da Turboden. La stessa procedura è stata seguita per il ciclo vapore di piccola taglia (2-10 MW).

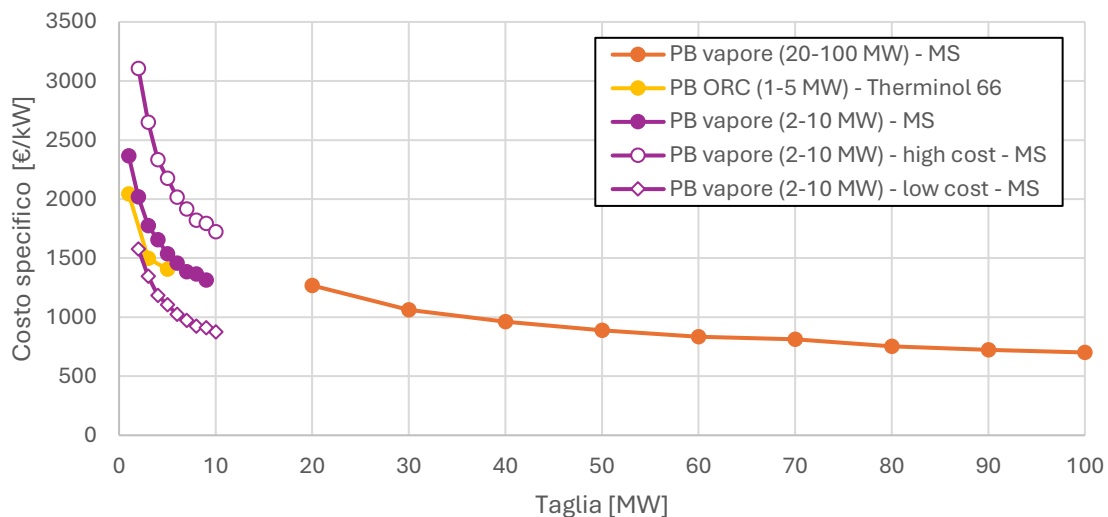


Figura 9. Costo specifico di investimento per i tre blocchi di potenza analizzati.

Dall'analisi economica emerge come il ciclo ORC abbia un costo inferiore del vapore per taglia piccole, fino a 5 MW. Oltre questo valore, il costo del ciclo a vapore diventa comparabile con quello dell'ORC mentre diminuisce ulteriormente se si considerano impianti medio-grandi (20-50 MW).

### 7.1.4 Confronto ottimizzato ORC e vapore integrandoli nell'ottimizzatore

Per identificare la configurazione ottima dell'impianto di piccola scala (1-10 MW) nel contesto italiano, si è fatto un confronto fra una configurazione di impianto ibrido CSP-PV-eolico con due diverse tecnologie per il power block: a ciclo ORC e a vapore. Ipotizzando di progettare l'impianto per seguire una domanda elettrica variabile con picco a 5 MW e riscalata dalla curva di domanda nazionale, è stata ripetuta la stessa analisi fatta in precedenza per il caso a scala medio-grande (20-100 MW).

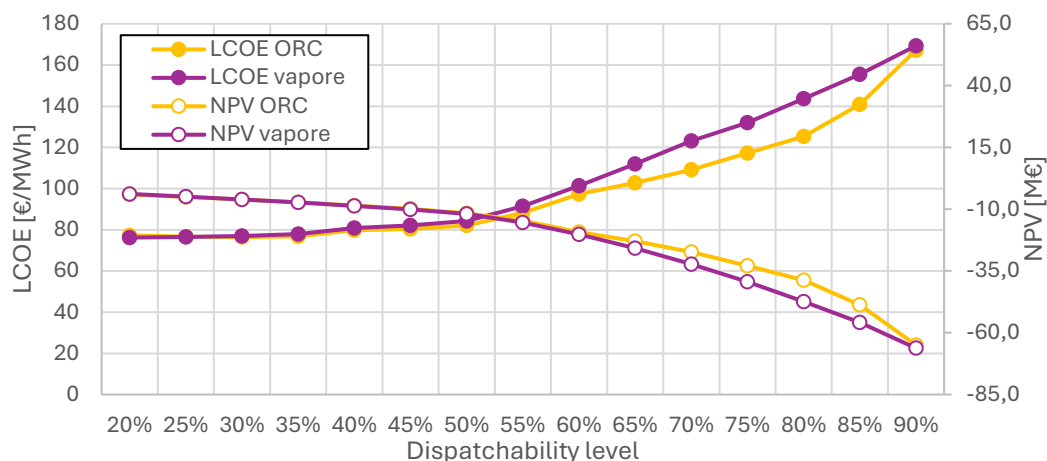


Figura 10. Confronto dell'LCOE e dell'NPV dell'impianto ibrido con power block a tecnologia ORC e a vapore.

I risultati in Figura 10 mostrano che l'impianto ibrido CSP con ORC è in grado di raggiungere LCOE inferiori e NPV maggiori rispetto all'impianto con ciclo a vapore. La differenza si riduce per valori di dispacciabilità molto, man mano che la taglia ottima del power block aumenta e si sposta verso un range di taglia in cui tecnologia a vapore risulta avvantaggiata rispetto all'ORC. In ogni caso, per taglie del PB inferiori a 5 MW, la tecnologia ORC sembra essere il miglior compromesso in termini economici.

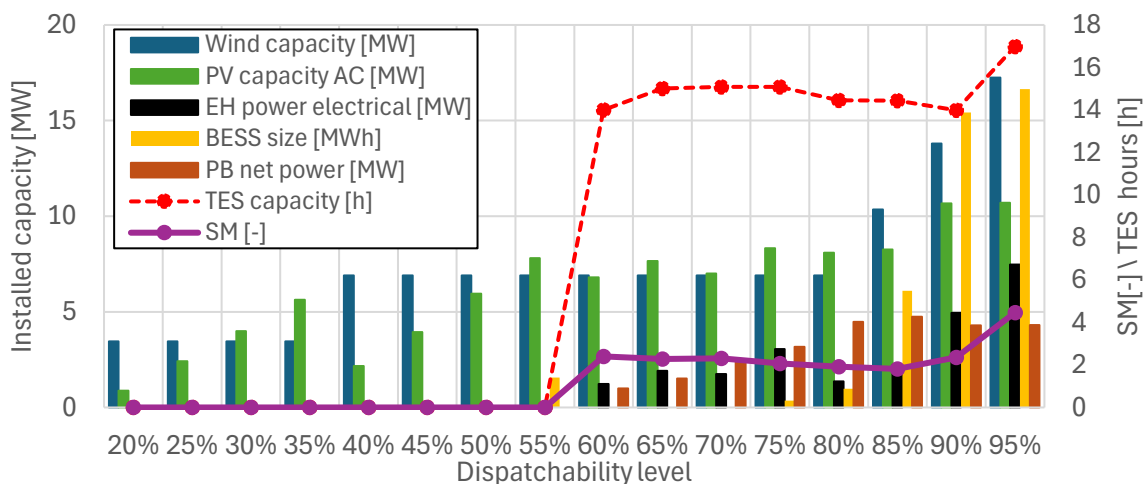


Figura 11. Design ottimo dell'impianto ibrido per diversi valori di copertura della domanda.

Figura 11 mostra il design ottimo dell'impianto ibrido con tecnologia ORC per la sezione a CSP. In particolare, si nota come per ogni frazione di domanda soddisfatta, la taglia del PB del CSP è sempre compresa nell'intervallo 1-5 MW, quindi nel range di taglie in cui i costi del ciclo ORC sono più competitivi del vapore.

## 7.4 Impianti ibridi nel mercato elettrico Italiano: scenari correnti e futuri

Le prestazioni degli impianti ibridi CSP+PV+Eolico sono state inoltre ottimizzate considerando la possibilità di tali impianti di operare come VPP (Virtual Power Plant) sul mercato elettrico del

giorno prima (MGP) e sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), con la funzione obiettivo della massimizzazione dei profitti.

Un'ottimizzazione tecnico-economica è stata eseguita tramite il software AESOPT, al fine di trovare la progettazione ottimale dell'impianto ibrido operante in uno o più mercati elettrici italiani. Sono stati esaminati i seguenti scenari di mercato:

- Impianto ibrido operante come VPP esclusivamente su MGP;
- Impianto ibrido operante come VPP sia su MGP che su MSD.

In entrambi i casi, la logica di ottimizzazione è quella di massimizzare i profitti o il ritorno dell'investimento (i.e., NPV dell'impianto). L'ottimizzatore può decidere la quantità ottimale da esportare sull'MGP ora per ora mentre nell'MSD si assume che l'impianto debba necessariamente soddisfare l'intera domanda zonale. Sia la domanda zonale MSD che i volumi sull'MPG sono stati ottenuti riscaldando la domanda su un picco di 50 MW. I dati relativi al mercato elettrico (i.e., prezzi e quantità scambiate) sono stati scaricati dal sito web del Gestore dei Mercati Energetici [9]. I risultati presentati in questa sezione sono presentati nel dettaglio nell'articolo presentato alla conferenza SolarPaces 2024 [10].

Nel caso di partecipazione al solo MGP (Tabella 6) non risulta conveniente installare alcuna tipologia di impianto, mentre applicando moltiplicatori di prezzo pari a 2 viene installato un impianto di tipo ibrido PV-Eolico e solo aumentando il moltiplicatore pari a 4 viene installato un impianto ibrido CSP-PV-Eolico.

Tabella 6. Risultati dell'ottimizzazione per MGP a diversi valori del moltiplicatore del prezzo MGP.

<b>MGP price multiplier</b>	<b>x 1</b>	<b>x 2</b>	<b>x 4</b>
Average MGP price [€/MWh]	62.8	125.6	251.2
Design PB Power [MW]	-	-	28.52
Solar Multiple [-]	-	-	2.67
TES Size [h]	-	-	11.22
Design power EH [MW]	-	-	11.18
Design AC Power - PV [MW]	-	12.00	31.00
Total Design Power - WT [MW]	-	37.95	37.95
BESS Size [MWh]	-	15.10	23.72
Annual Energy Yield [GWh]	-	111.42	221.82
Fraction of MGP demand covered [-]	-	42.1	83.8
MGP Revenues [M€/y]	-	15.01	59.53
NPV [M€]	-	50.30	309.65

Tabella 7 mostra invece i risultati nel caso in cui nell'ottimizzazione si imponga la soddisfazione completa della domanda dell'MSD: l'impianto CSP-PV-Eolico con riscaldatore elettrico ed accumulo termico ed elettrico risulta la migliore opzione, sebbene conseguendo un NPV negativo (-110 M€), ma decisamente migliore rispetto ad un impianto ibrido ottimizzato PV-Eolico con solo accumulo elettrico (-333 M€).

Tabella 7. Risultati dell'ottimizzazione per gli scenari MGP e MSD per diverse configurazioni di impianto.

	<b>CSP+EH</b>	<b>PV+WT +BESS</b>	<b>PV+WT+BESS+C SP+EH</b>
Design PB power [MW]	26.20	-	33.91
Solar Multiple [-]	2.96	-	1.40
TES hours [h]	9.11	-	6.78
Design power EH [MW]	41.25	-	31.59
Design AC Power - PV [MW]	-	112.00	41.00
Total Design Power - WT [MW]	-	3.45	-
BESS size [MWh]	-	673.57	33.51
Annual Energy Yield [GWh]	95.23	181.34	121.85
Annual Energy exported to MGP [GWh]	79.63	164.39	104.90
Fraction of MGP demand covered [-]	29.24	60.35	38.51
Annual Energy exported to MSD [GWh]	15.60	16.95	16.95
Fraction of MSD demand covered [-]	92.00	100.00	100.00
NPV [M€]	-99.88	-333.36	-110.41
<b>Price multiplier for NPV breakeven [-]</b>	<b>2.05</b>	<b>3.30</b>	<b>1.97</b>

Tutte e tre le configurazioni determinano un NPV negativo, il che significa che l'attuale remunerazione nei mercati MGP e MSD non è sufficiente a ripagare l'investimento. Calcolando il moltiplicatore del prezzo di pareggio NPV, definito come il moltiplicatore che porta l'NPV dell'impianto a zero, è possibile capire quanto ciascuna configurazione sia lontana dal punto di pareggio economico. Tra le configurazioni testate, l'impianto ibrido è in grado di raggiungere il moltiplicatore di prezzo più basso (1.97), risultando perciò la configurazione più conveniente per fornire un servizio ausiliario alla rete con un impianto completamente rinnovabile.

Si sono infine valutate le prestazioni di un ipotetico impianto ibrido operante sull'MGP nel 2030 e nel 2040. L'andamento dei prezzi dell'MGP al 2030 ed al 2040 è stato ottenuto con un modello di regressione in grado di stimare i prezzi in funzione del costo del gas naturale ed in funzione del carico residuo. La superficie interpolante risultante è rappresentata in Figura 12. Tale modello è stato allenato sui dati storici del prezzo dell'elettricità sull'MGP dal 2015 al 2021 (2020 escluso), mentre la domanda elettrica è stata riscalata secondo le previsioni di crescita del consumo elettrico nazionale [11] ed i costi delle singole tecnologie sono stati ridotti secondo quanto previsto dall'Annual Technology Baseline dell'NREL [12].

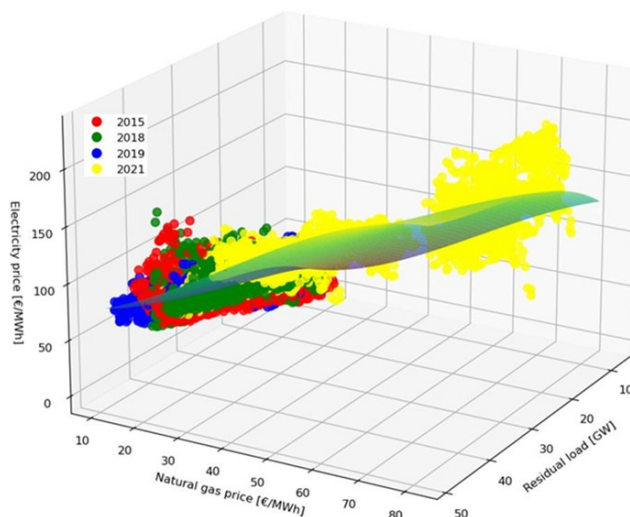


Figura 12. Superficie interpolante del modello di regressione polinomiale e dataset usato per il training del modello

I risultati a diverso livello di copertura del carico elettrico (Figura 11) mostrano come il PV e l'eolico rimangano le tecnologie più competitive fino a livelli di dispacciabilità intermedi (50-60%), mentre per DL maggiori (> 65%), il CSP rimane una tecnologia essenziale per contenere i costi di generazione. I risultati in Figura 13 mostrano in questo caso NPV positivo fino a livelli di dispacciabilità del 75%, ottenuto grazie alla riduzione prevista dei costi delle diverse tecnologie.

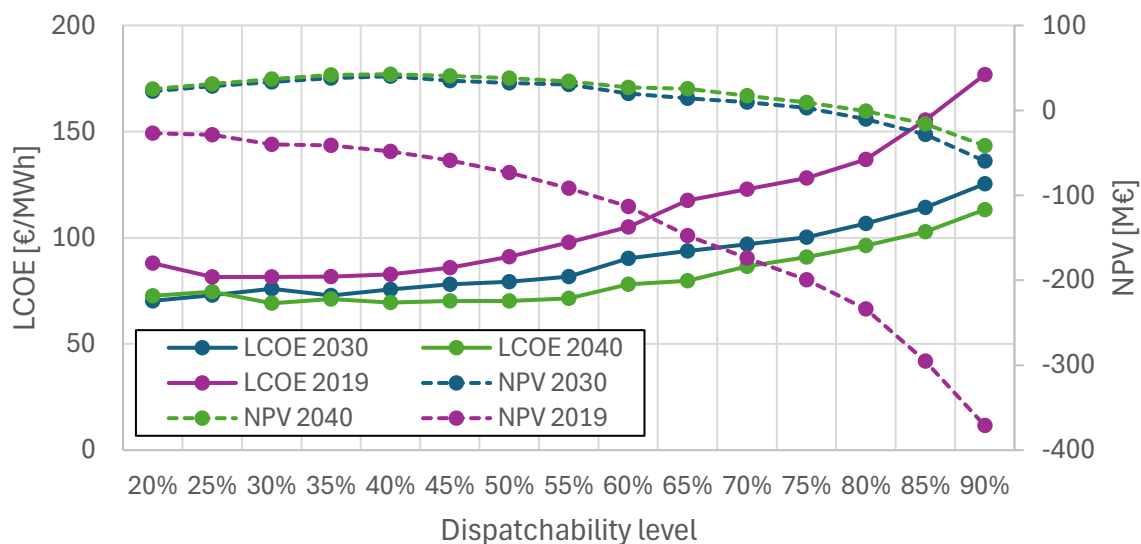


Figura 13. LCOE e NPV dell'impianto ibrido nello scenario corrente (2019) e in quelli futuri (2030 e 2040) a confronto.

## 7.5 Riferimenti bibliografici

- [1] L. Pilotti, M. Binotti, E. Martelli, A. Giaconia, Analisi di tre casi studio applicativi per valutare il posizionamento della tecnologia ibrida CSP/PV, 2021. [https://www2.enea.it/it/Ricerca\\_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/adp-mise-enea-2019-2021/solare-termodinamico/report-rds\\_ptr\\_2021\\_102.pdf](https://www2.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/adp-mise-enea-2019-2021/solare-termodinamico/report-rds_ptr_2021_102.pdf).
- [2] A. Agrillo, M. Dal Verme, P. Liberatore, D. Lipari, G. Lucido, V. Maio, V. Surace, Rapporto Statistico 2020 Energia, (2020) 176.
- [3] Vestas V136 - 3.45 MW, (n.d.). <https://www.vestas.com/en/products/4-mw-platform/V136-3-45-MW> (accessed September 15, 2023).
- [4] L. Pilotti, G. Manzolini, W. Gaggioli, A. Guglielmo, M. Binotti, Optimization of the Design and Operation of Hybrid CSP-PV-Wind Plants, in: SolarPACES 2023 Abstr., 2023: pp. 2-3.
- [5] THERMOFLEX - General Purpose Program - Heat Balance Software, (n.d.). [https://www.thermoflow.com/products\\_generalpurpose.html](https://www.thermoflow.com/products_generalpurpose.html) (accessed June 17, 2021).
- [6] M. Falchetta, D. Mazzei, V. Russo, V.A. Campanella, V. Florida, B. Schiavo, L. Venezia, C. Brunatto, R. Orlando, The Partanna Project: A first of a kind plant based on molten salts in LFR collectors, in: AIP Conf. Proc., American Institute of Physics Inc., 2020. <https://doi.org/10.1063/5.0029269>.
- [7] ORC System | TURBODEN, (n.d.). <https://www.turboden.com/products/2463/orc-system> (accessed June 30, 2021).
- [8] H. Ghasemi, M. Paci, A. Tizzanini, A. Mitsos, Modeling and optimization of a binary geothermal power plant, Energy 50 (2013) 412-428. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.10.039>.
- [9] GME - Gestore dei Mercati Energetici SpA, (2024). <https://www.mercatoelettrico.org/it/> (accessed September 1, 2024).
- [10] L. Pilotti, G. Manzolini, M. Binotti, E. Martelli, W. Gaggioli, A. Guglielmo, Design and Operation of Hybrid CSP-PV-Wind Plants Operating on the Italian Day-Ahead Electricity Market and on the Ancillary Services Market, in: SolarPACES 2024, 2024.
- [11] Terna, Snam, Documento di Descrizione degli Scenari 2022, 2022. <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/reti/piano-sviluppo-rete/scenari/previsioni-domanda-elettrica>.
- [12] NREL, ATB NREL, (n.d.). <https://atb.nrel.gov/electricity/2023/data>.

## 8 Contributo delle eventuali consulenze alle attività sopra descritte

Non sono state utilizzate consulenze nell'ambito della LA1.19.

## 9 Pubblicazioni scientifiche

Nell'ambito della presente linea di attività LA1.19 l'ENEA ha collaborato con il Politecnico di Milano all'elaborazione di n° 2 abstract sottomessi ed accettati ad una conferenza internazionale:

- L. Pilotti, E. Martelli, G. Manzolini, W. Gaggioli, A. Guglielmo, M. Binotti, "Optimization of the Design and Operation of Hybrid CSP-PV-Wind Plants", 29<sup>th</sup> SolarPACES Conference (2023), doi: <https://doi.org/https://doi.org/10.52825/solarpaces.v2i.969>.
- L. Pilotti, E. Martelli, G. Manzolini, W. Gaggioli, A. Guglielmo, M. Binotti, "Design and Operation of Hybrid CSP-PV-Wind Plants Operating on the Italian Day-Ahead Electricity Market and on the Ancillary Services Market", 30<sup>th</sup> SolarPACES Conference (2024), presentazione orale, articolo in fase di pubblicazione.

## 10 Eventi di disseminazione

Nell'ambito della presente linea di attività LA1.19, il lavoro è stato presentato ai seguenti eventi di disseminazione:

- SolarPACES 2023, 10-13 Ottobre, Sydney, Australia;
- SolarPACES 2024, 8-11 Ottobre, Roma;
- Stati Generali del Solare Termico a Concentrazione, 29 Gennaio 2024, Roma;
- Evento di disseminazione finale del Progetto 1.9 "Solare termodinamico" PTR 2022-2024 della Ricerca di Sistema, 16 Dicembre 2024, Roma.