



POLITECNICO
MILANO 1863



Agenzia nazionale per le nuove tecnologie,
l'energia e lo sviluppo economico sostenibile



**RICERCA DI
SISTEMA ELETTRICO**



Ministero dell'Ambiente
e della Sicurezza Energetica

Progetto 1.9 “Solare termodinamico” – PTR 2022-2024 – LA1.19

Simulazione e ottimizzazione di impianti ibridi CSP/PV/Eolici di scala medio-piccola operanti sui mercati MGP e MSD

M. Binotti, E. Martelli, L. Pilotti, G. Manzolini
Politecnico di Milano, Dipartimento di Energia, GECOS Group

Centro Congressi “Roma Eventi – Fontana di Trevi” - Roma, 29 gennaio 2024

- ❖ **Descrizione Attività**
- ❖ **Impianti ibridi CSP/PV/Wind**
- ❖ **Metodologia**
- ❖ **Modellazione dei componenti**
- ❖ **Caso studio**
- ❖ **Risultati Preliminari**

Dal precedente PTR:

- **Sviluppata metodologia per ottimizzare impianti ibridi CSP/PV** considerando vincoli operativi e due scenari di domanda elettrica (costante, carico nazionale scalato)
- La metodologia ha **determinato la taglia ottimale dei sottosistemi** e dimostrato che gli impianti ibridi CSP/PV abbassano i costi dell'energia prodotta ed aumentano la dispacciabilità

Attività LA1.19:

1. **Sviluppo di modelli per campi eolici** e perfezionamento modelli esistenti per ottimizzazione impianti ibridi CSP/PV/Eolici.
2. **Simulazione ed ottimizzazione** preliminare del design e dell'operation di **impianti ibridi CSP/PV/Eolici** di scala medio-piccola.
3. **Massimizzazione NPV** considerando ricavi e costi di investimento ed operativi **partecipando al MGP e MSD**
4. **Individuazione:** i) **configurazioni ibride più promettenti**; ii) individuazione **taglie ottimali** power block
5. Definizione e valutazione prestazioni economiche di impianto ibrido per partecipare a **progetto pilota UVAM**
6. **Modellazione** configurazioni di **power block ottimali** per taglia ottima precedentemente individuata (ORC, steam)
7. Implementazione modelli Power Block e affinamento ottimizzazione impianti ibridi
8. **Benchmark con impianti non ibridi**

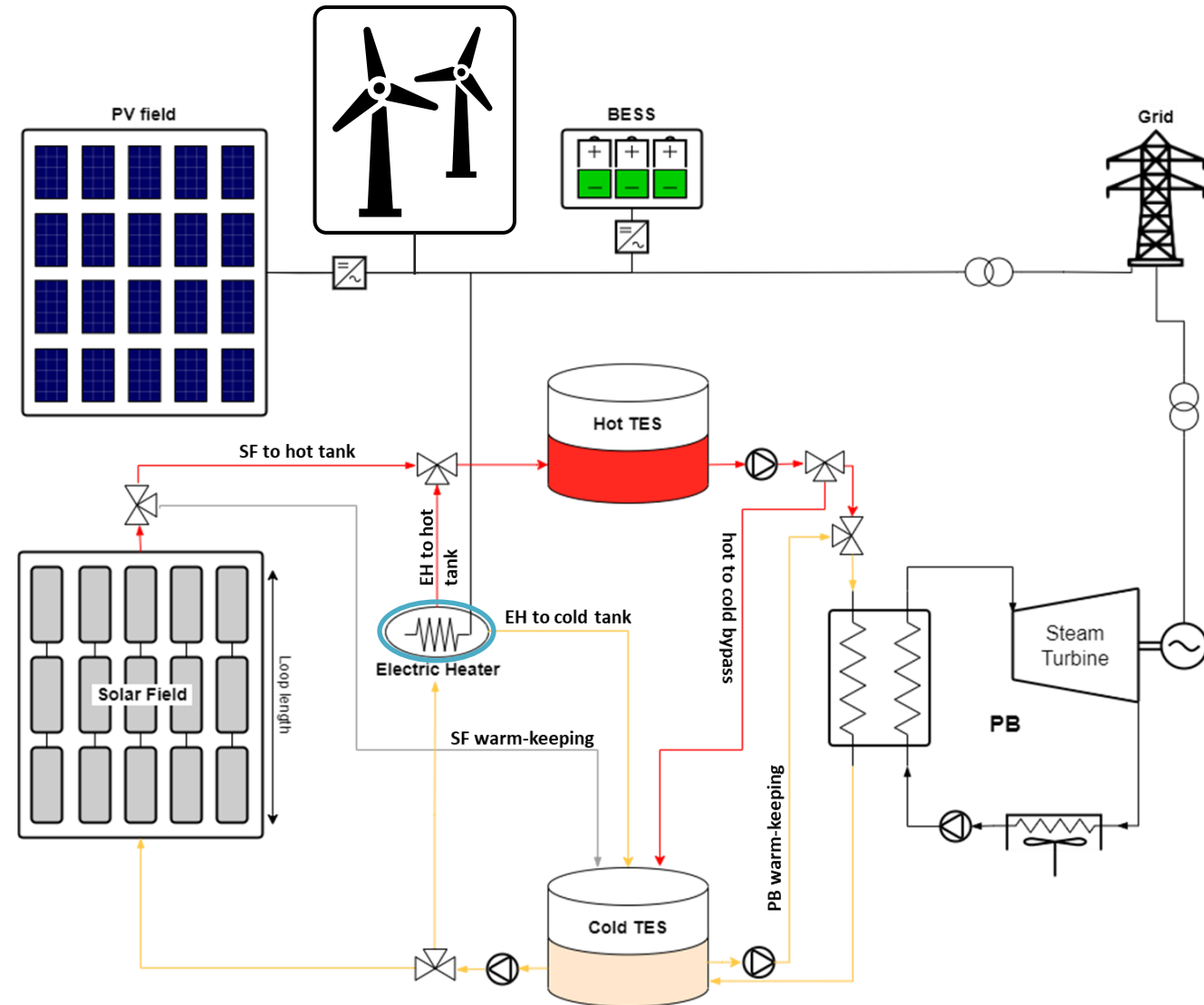
- Impianti **Fotovoltaici** ed **Eolici** sono forniscono **elettricità rinnovabile non programmabile a basso costo**
- Impianti **Solari Termodinamici** forniscono **elettricità rinnovabile programmabile** grazie all'utilizzo di sistemi di **accumulo a basso costo**, ma sono caratterizzati da elevati costi dell'elettricità prodotta



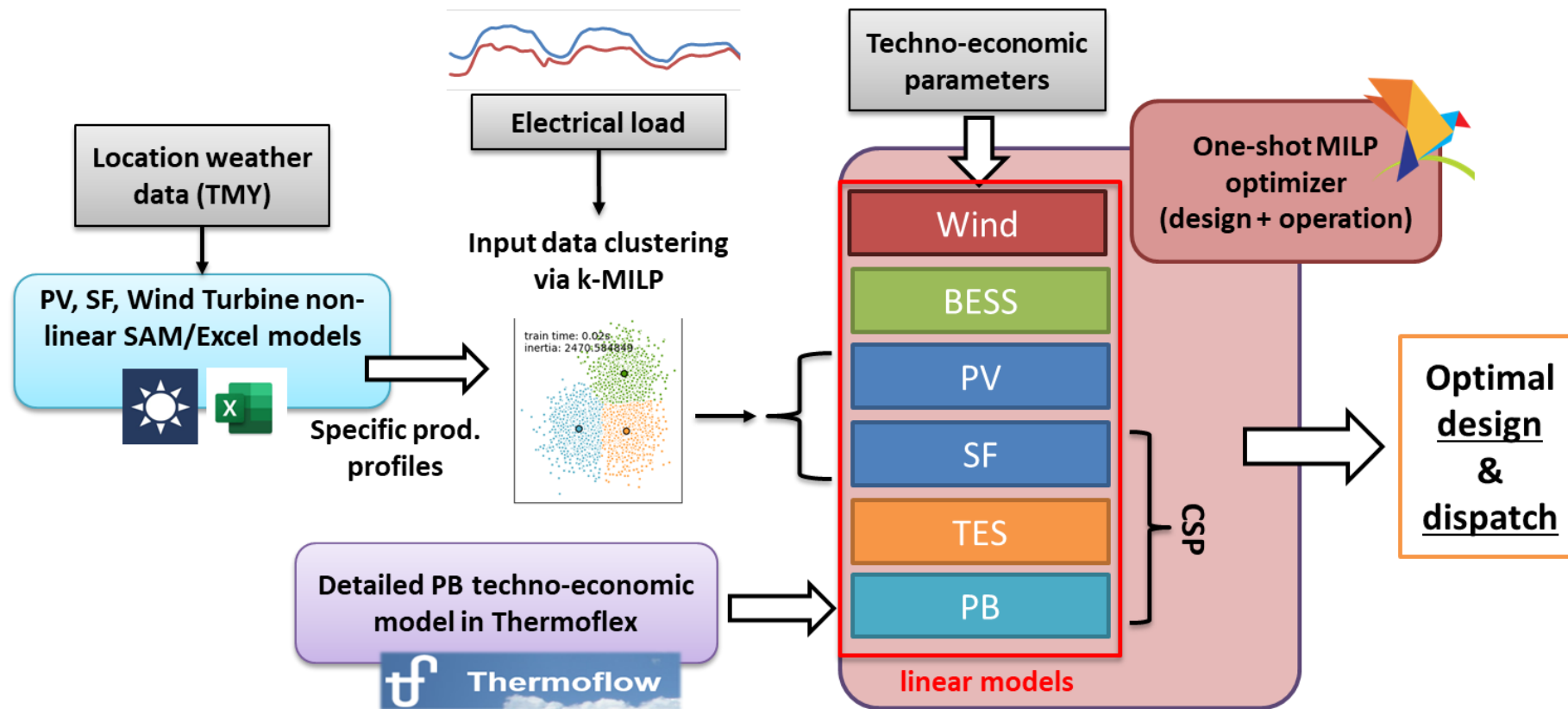
IBRIDIZZAZIONE



- **Riduzione dei costi dell'elettricità** ↓
- **Aumento del livello di "dispacciabilità"** ↑



- Approccio di ottimizzazione di tipo Mixed-Integer Linear Programming (**MILP**)
- Ottimizzazione simultanea del **design** e dell'**operation** degli impianti ibridi
- Input dell'algoritmo: profili specifici di produzione dei diversi impianti (CSP, PV, WT), dati di carico, prezzi energia (MSD e MGP), modelli del power block



- Selezione delle tecnologie Fotovoltaiche (PV), solari a concentrazione (CSP) ed Eoliche (WT)
- Il campo specchi (SF), il campo PV e la turbina eolica vengono modellati in SAM/Excel
- Viene ottenuto un profilo specifico di produzione del campo PV ($\text{kWh}_e/\text{kW}_{\text{inst}}$) e del campo specchi ($\text{kWh}_{\text{th}}/\text{loop}$)
- Viene ottenuto un profilo di produzione per 1 singola turbina eolica ($\text{kWh}_e/\text{turbina}$)

Preliminary selection of PV /SF design parameters:

- loop length (SF)
- tilt angle (PV)
- ground coverage ratio (SF & PV)
- Wind Turbine models

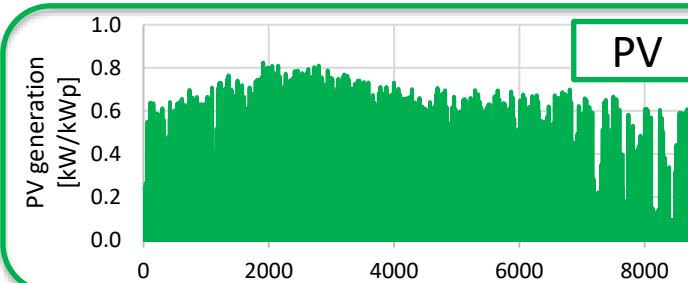
Location weather data

(TMY):

- DNI
- GHI
- Wind speed
- External temperature



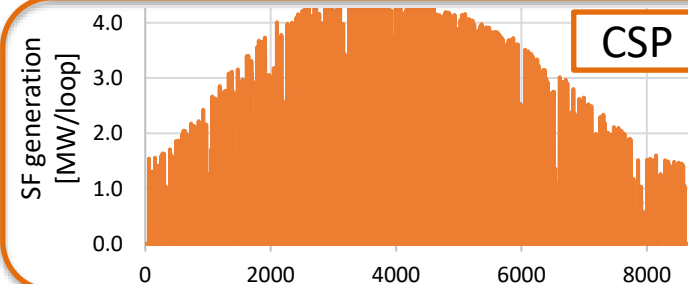
SAM/Excel
models



Sizing variable: PV installed power

$$\hat{P}_{DC,t}^{PV,spec.} \cdot P_{DC}^{PV} = P_{out,t}^{PV} + P_{curt,t}^{PV}$$

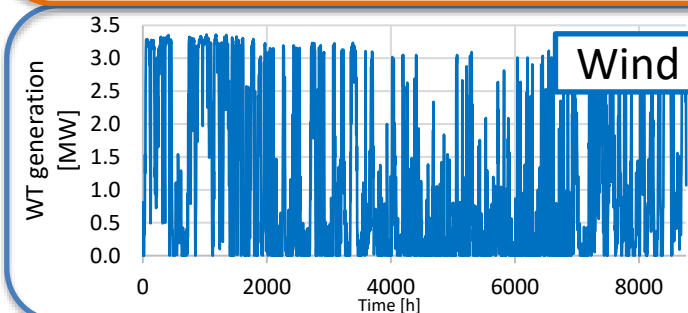
PV MILP model



Sizing variable: n° of SF loops

$$\hat{Q}_{loop,t}^{SF,spec.} \cdot N_{loops}^{SF} = Q_{out,t}^{SF} + Q_{defoc,t}^{SF}$$

SF MILP model

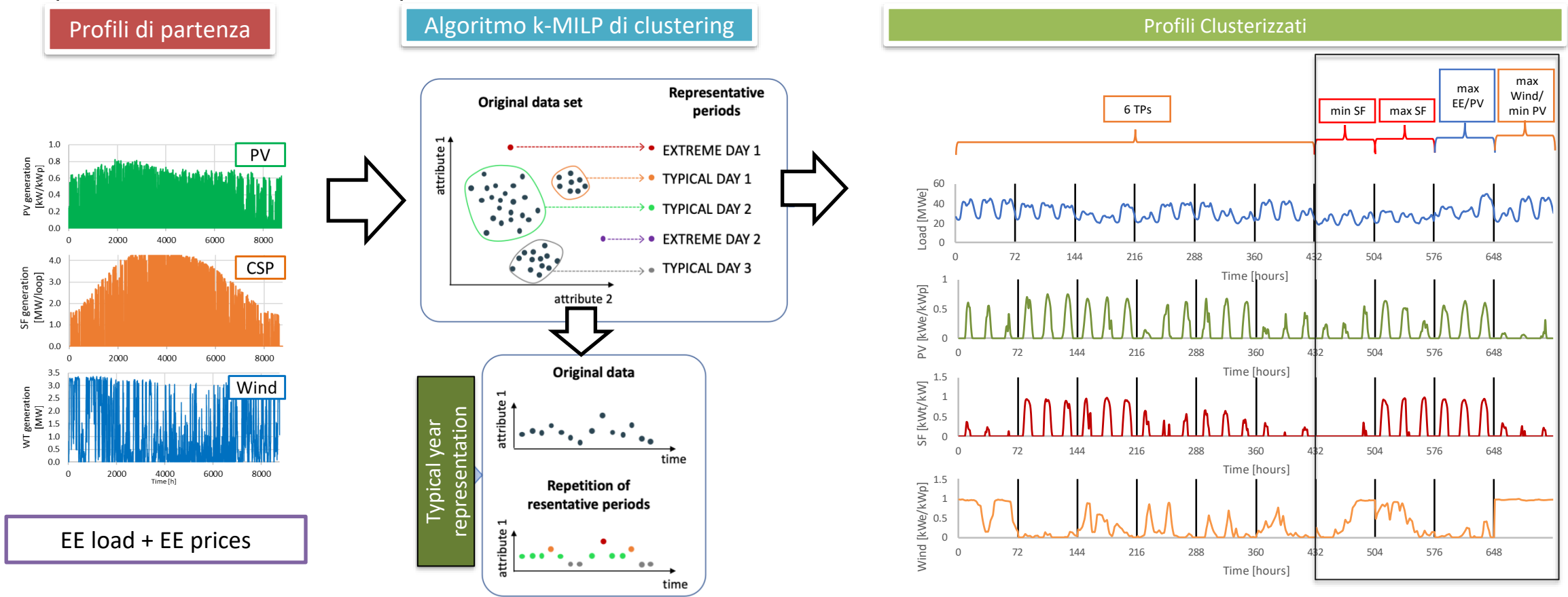


Sizing variable: n° of WT installed

$$\hat{P}_t^{WT,spec.} \cdot N^{WT} = P_{out,t}^{WT} + P_{curt,t}^{WT}$$

WT MILP model

- Le serie di **dati orari** (produzioni specifiche PV, SF, Wind, carico, prezzi) sono raggruppate in un **set di periodi tipici ed estremi** di 3 giorni tramite un algoritmo di clustering
- L'anno viene rappresentato come una ripetizione di periodi tipo -> **riduzione della complessità** del problema (72x10 = 720h vs 8760h)



Given:

- PV area-specific EE production
- SF area-specific heat production
- Wind turbine production (1 turbine)
- Electricity load to cover or power market prices/incentive scheme

Determine:

- Amount of land used
- Sizes of the different subsystems
- Plant scheduling in terms of electricity and heat produced, exchanged between components, storages level behavior, commitment (on/off) decisions, etc.

Subject to constraints:

- Land area availability
- Min/max sizes of units
- Min/max storages levels
- Min/max HTF temperatures
- Min/max BESS power rates
- PB part load efficiency
- PB start-up trajectory and ramping patterns
- Energy and mass balances
- Required levels of dispatch (i.e. load following)

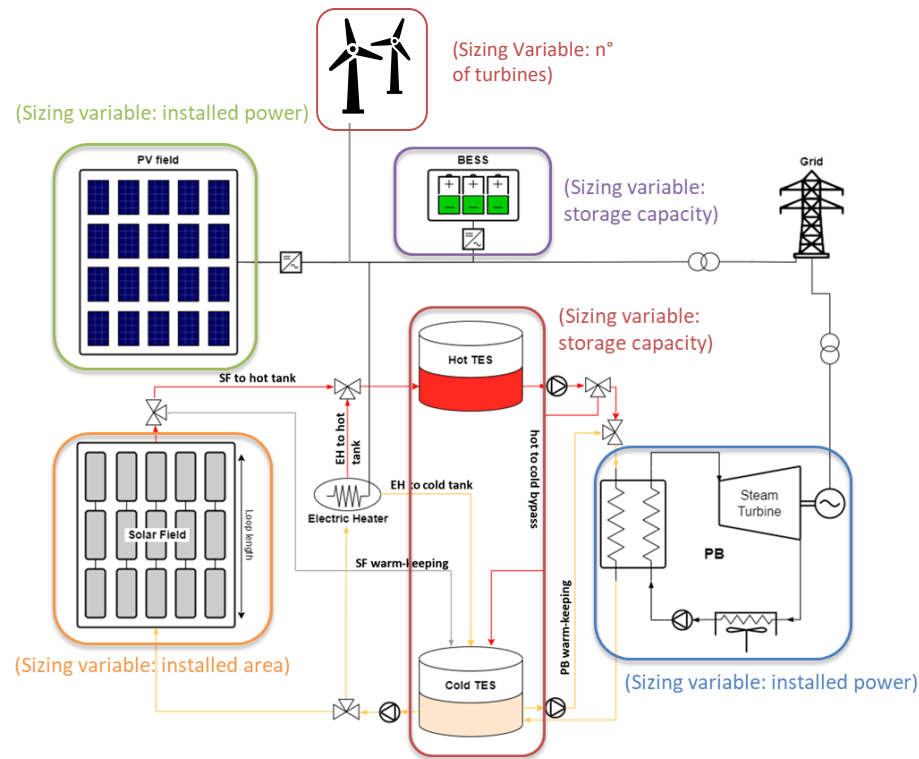
OBJECTIVE: minimising Total Annual Cost (TAC) or maximizing Total Annual Profit (TAP)

$$TAC = C_{inv} \cdot CRF + C_{op}$$

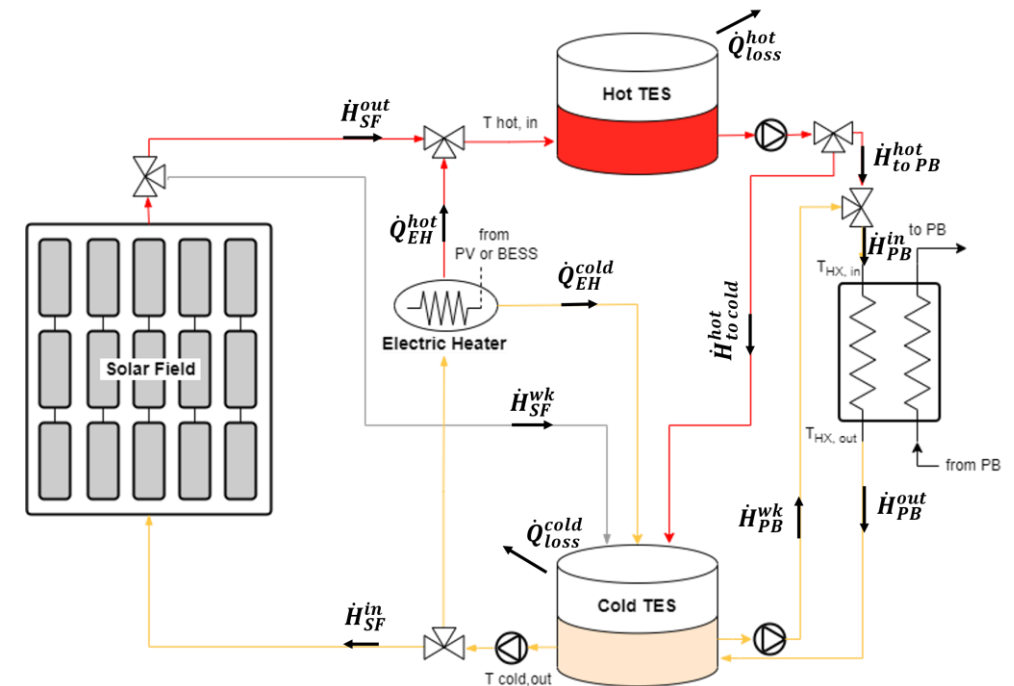
$$TAP = -C_{inv} \cdot CRF - C_{op} + R_{sales}$$

- Per ogni componente del sistema vengono sviluppati **modelli** separati e implementati nell'ottimizzatore come modelli «black-box», caratterizzati dai propri **parametri, variabili e vincoli**
- Le **variabili operative** consentono di descrivere il **funzionamento** del sistema durante l'anno su base oraria

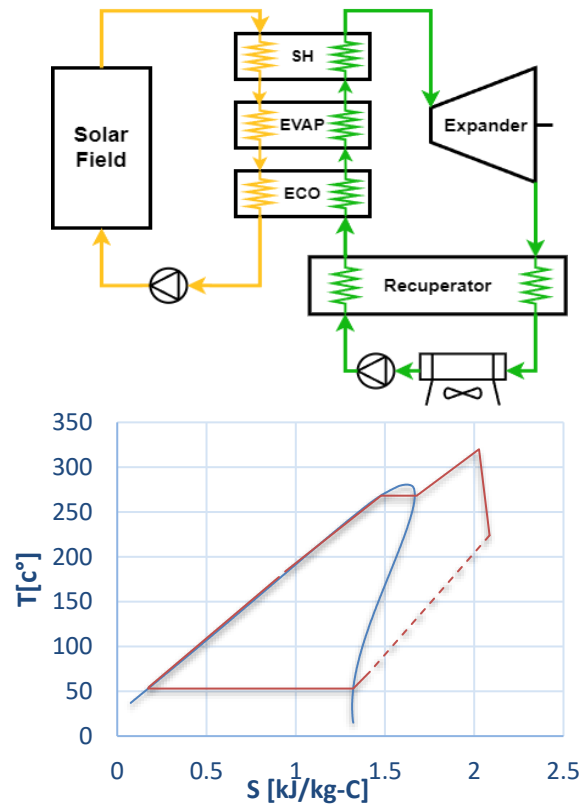
Schema di impianto con principali variabili di design



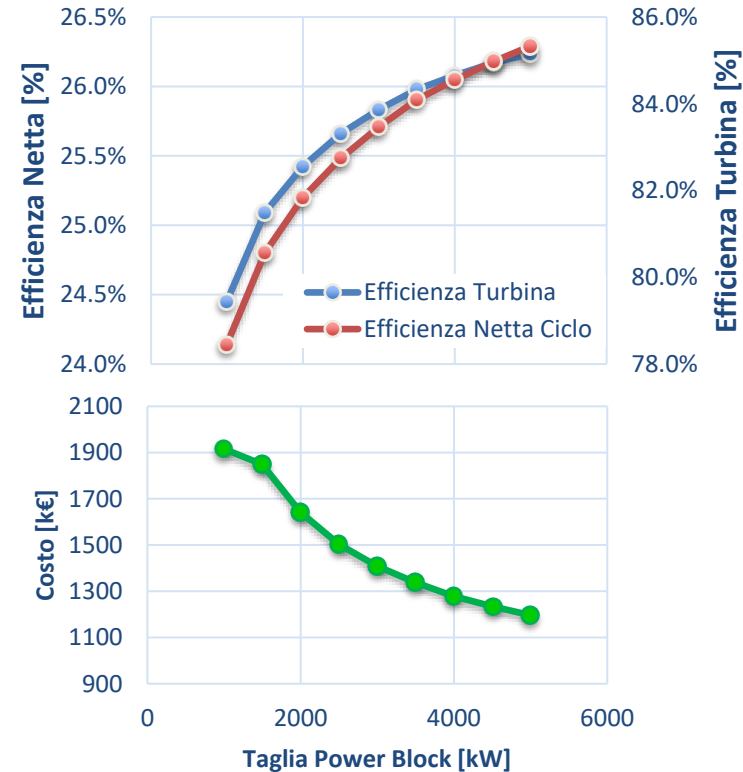
Principali variabili operative del campo specchi



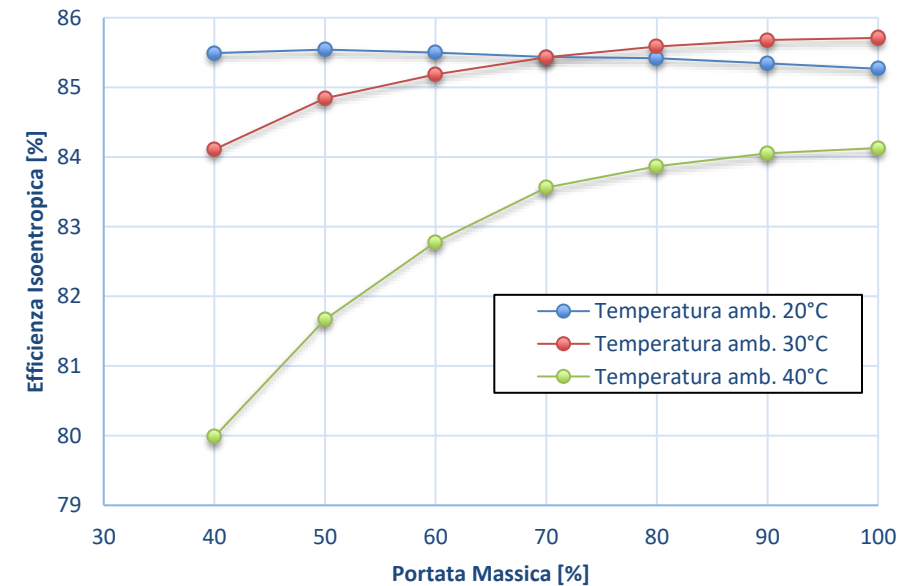
- Sviluppo modelli tecno-economici cicli Rankine (**ORC**) per piccola taglia (**1-5MW**) con Thermoflex
- Analisi di diversi **fluidi** organici (cicloesano, toluene, pentano, etc.) e diverse **configurazioni** di ciclo
- Studio **effetto taglia** su performance e costi
- Studio delle **performance** in funzione del carico/condizioni ambiente
- Confronto con partner industriale (**Turboden**) per feedback su prestazioni e costi



EFFETTO TAGLIA



PRESTAZIONI OFF-DESIGN

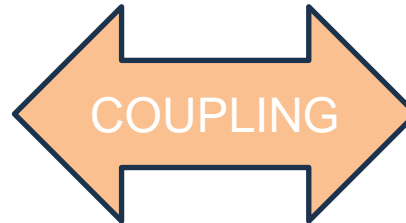
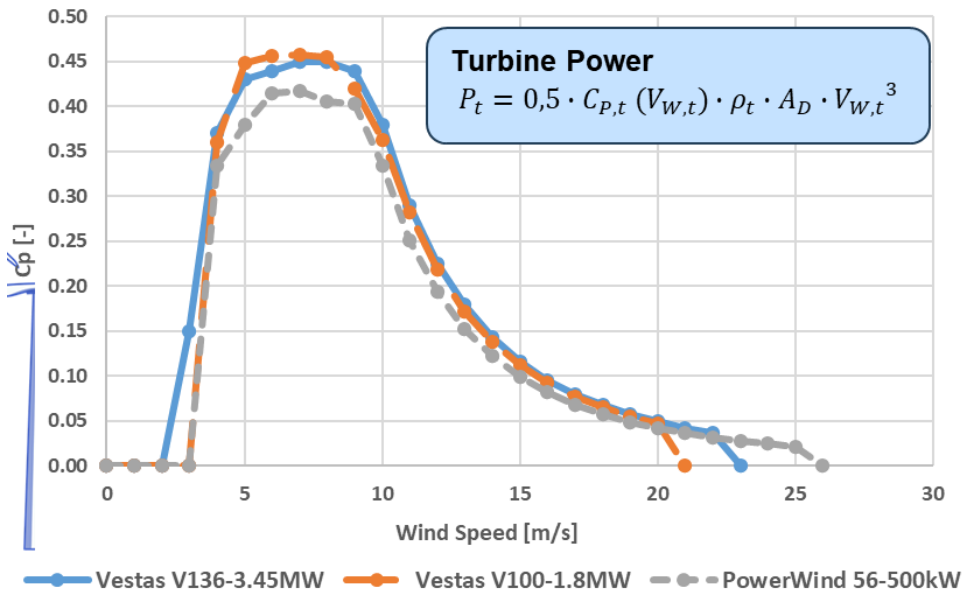


- Modello semplificato di turbine Vestas V136-3.45MW, Vestas V100-1.8MW, Power Wind 56-500kW

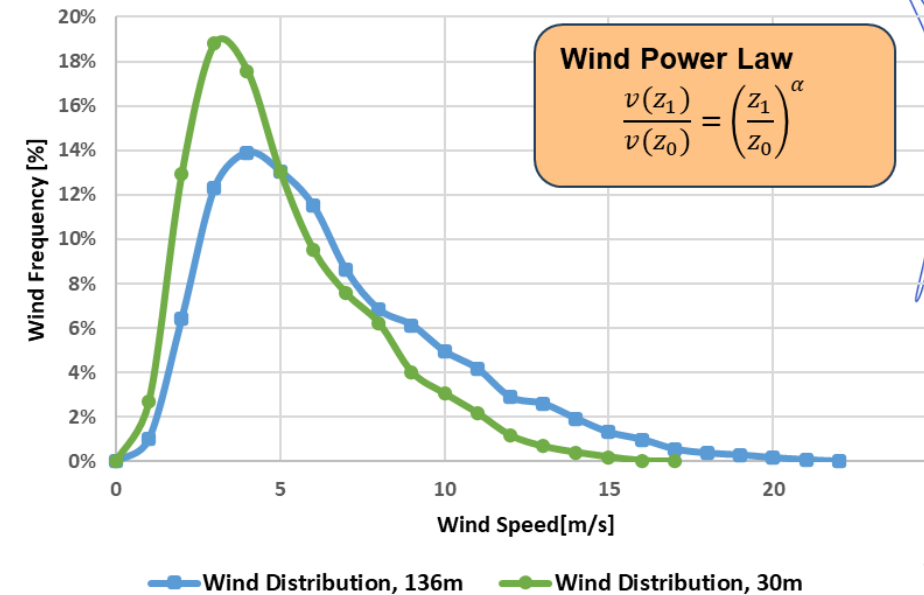
Turbine Model Used	Vestas V136-3.45MW	Vestas V100-1.8	Power Wind 56 500
Turbine Hub Height	136 m	90 m	56 m
Turbine Blade Radius	68 m	50 m	28 m
Rated Power	3.45 MW	1.8 MW	0.5 MW

- Analisi della risorsa ventosa per alcune località siciliane (Priolo Gargallo, Partanna)
- Utilizzo dati meteo per generazione curva di produzione oraria della turbina

Wind Turbines

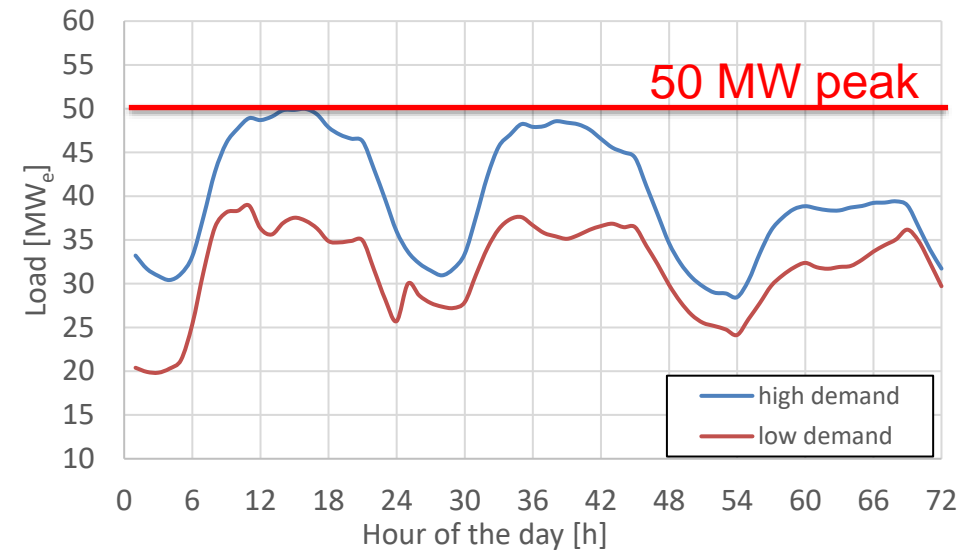


Wind Resource



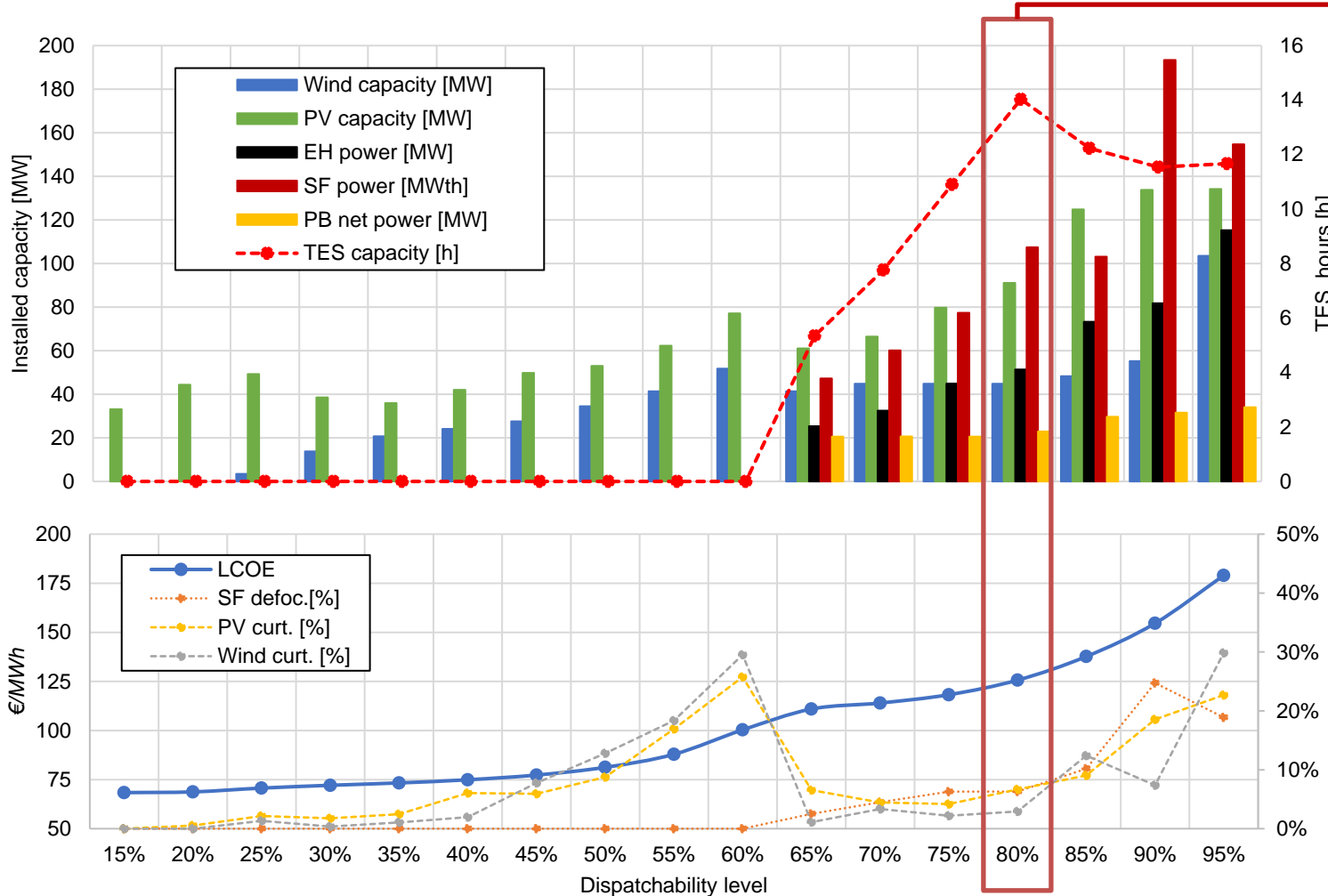
- Località selezionata: *Priolo Gargallo (Sicilia)* – DNI = 1730 kWh/m²/anno; GHI = 1847 kWh/m²/anno
- Domanda elettrica: variabile con forma della domanda elettrica nazionale 2019 risacalta su un picco di 50 MW
- Tecnologie selezionate: CSP -> collettori Fresnel a Sali Fusi; PV -> Silicio MultiCristallino; WT -> V136-3,45 MW; Blocco di potenze -> Rankine a vapore

	Value	Units
Location: Priolo Gargallo (Sicilia)	37.13°N, 15.21°E	-
Average Ambient Temperature	17.6	°C
Annual DNI	1730	kWh/m ² -y
Annual GHI	1847	kWh/m ² -y
Average Wind Speed @ 30 m	4.5	m/s

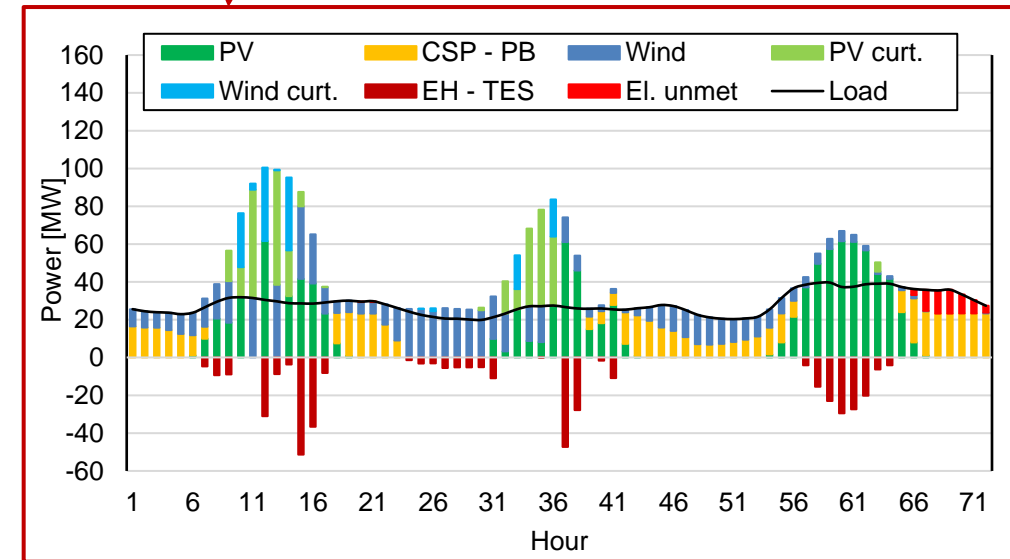


- Ottimizzazione vincolata di Design e operation. Vincolo: livello di Dispacciabilità (DL):

$$DL = \frac{\sum_{h=1}^{8760} P_{injected,t}^{grid}}{\sum_{h=1}^{8760} \hat{P}_{load,t}^{grid}}$$

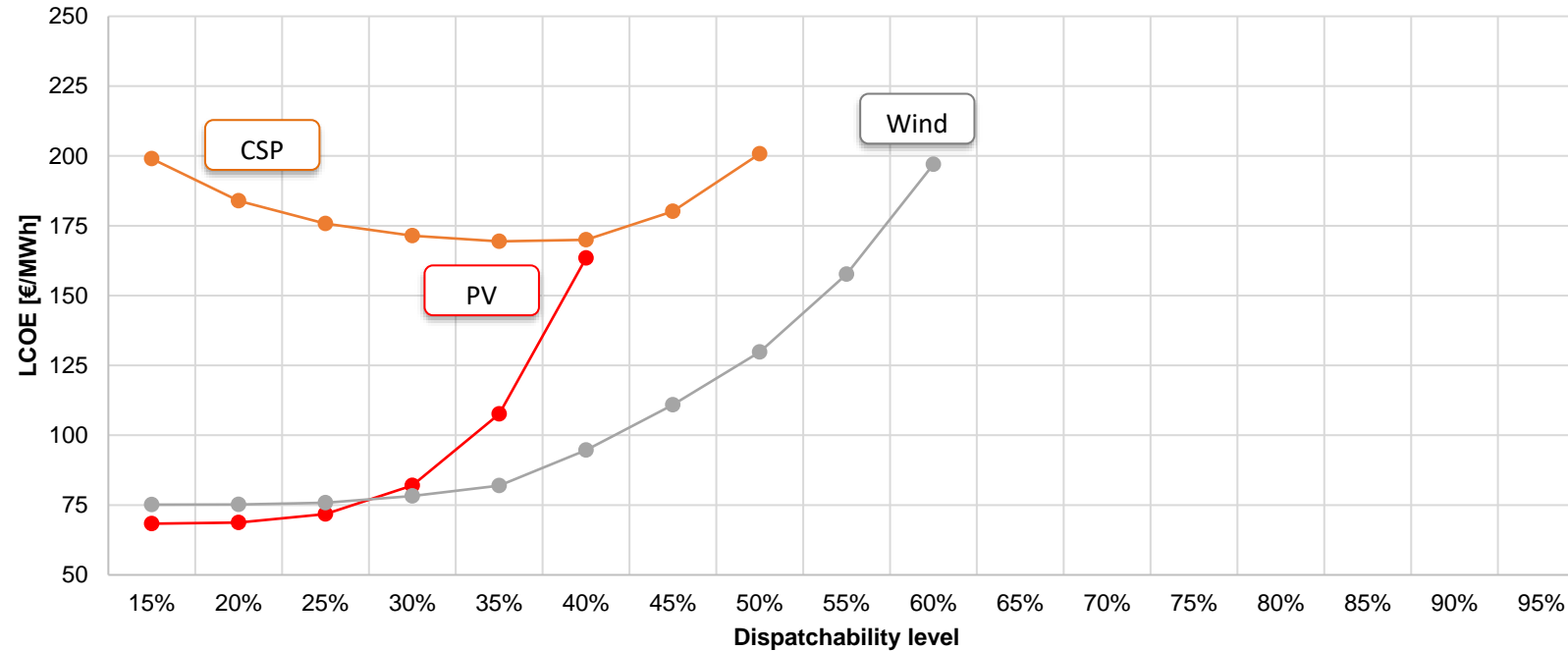


- L'operation ottimizzato viene definito per ogni design



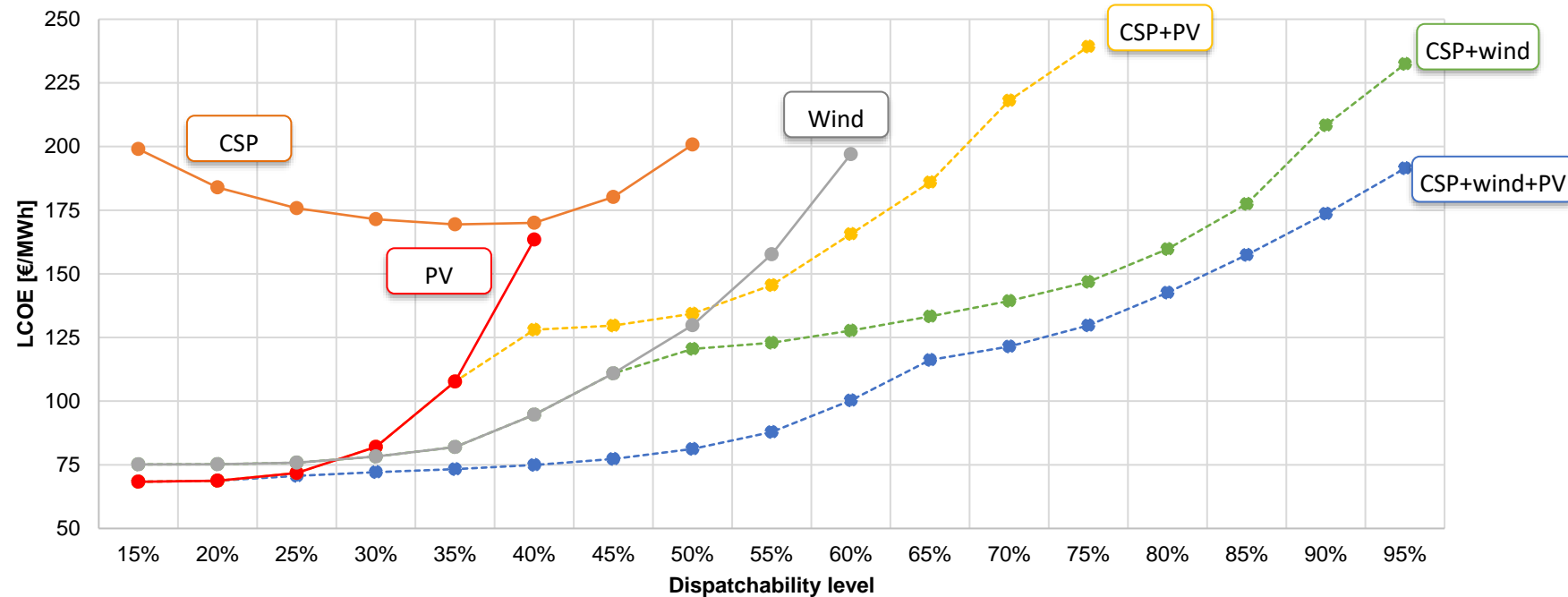
- Il design ottimale è funzione del livello di dispacciabilità imposto: sopra il 60% il CSP è necessario per accumulare energia durante il giorno e produrre la notte o per compensare le fluttuazioni della domanda

- Confronto tra le performance di impianti ibridi (CSP+PV+Wind, CSP+PV, CSP+Wind) ed impianti stand-alone (PV, Wind, CSP)



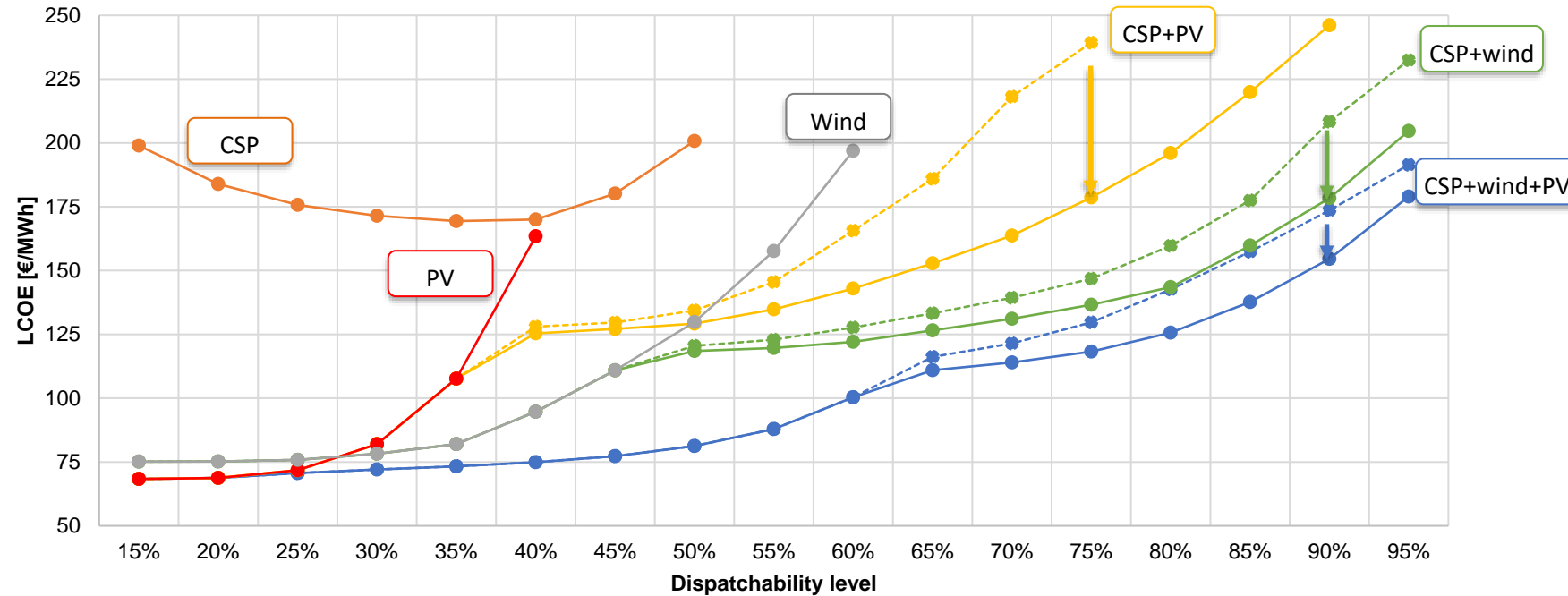
- Gli impianti stand-alone non sono adatti a raggiungere elevate livelli di dispacciabilità

- Confronto tra le performance di impianti ibridi (CSP+PV+Wind, CSP+PV, CSP+Wind) ed impianti stand-alone (PV, Wind, CSP)



- Gli impianti stand-alone non sono adatti a raggiungere elevate livelli di dispacciabilità
- Le soluzioni ibride diventano interessanti per DL medio-alti (> 50%)
- La configurazione CSP+Wind surclassa la configurazione CSP+PV grazie ai profili di generazione meno sovrapposti
- Le soluzioni CSP+PV+Wind e CSP+Wind sono le sole soluzioni in grado di raggiungere DL elevate (e.g. 95%) con LCOE moderati

- Confronto tra le performance di impianti ibridi (CSP+PV+Wind, CSP+PV, CSP+Wind) ed impianti stand-alone (PV, Wind, CSP)



- Gli impianti stand-alone non sono adatti a raggiungere elevate livelli di dispacciabilità
- Le soluzioni ibride diventano interessanti per DL medio-alti (> 50%)
- La configurazione CSP+Wind surclassa la configurazione CSP+PV grazie ai profili di generazione meno sovrapposti
- Le soluzioni CSP+PV+Wind e CSP+Wind sono le sole soluzioni in grado di raggiungere DL elevate (e.g. 95%) con LCOE moderati
- L'integrazione del riscaldatore elettrico (EH) permette un'ulteriore riduzione dell'LCOE, soprattutto per DL elevati

- Sviluppato **nuovi modelli** per componenti di impianti ibridi CSP/PV/Wind (WT, ORC)
- Sviluppato un efficiente **approccio di ottimizzazione** per impianti ibridi CSP/PV/Wind
- **Caso studio in Sicilia** a diverso DL e a **domanda imposta**:
 - ✓ Il CSP può trarre significativi vantaggi dall'integrazione dell'energia eolica: generazione solare ed eolica sono complementari
 - ✓ Con l'ibridazione è possibile ottenere DL elevati (> 80%) con un LCOE relativamente basso (< 125 €/MWh)
 - ✓ Impianti ibridi più competitivi di soluzioni stand-alone per DL medio-alti
 - ✓ L'integrazione EH è molto efficace per ridurre il curtailment di PV e wind e il LCOE
- **Caso studio in Sicilia** a diverso DL e con **prezzo dell'elettricità imposto** da MGP (non presentato)

PROSSIMI PASSI

- Definizione e valutazione prestazioni economiche impianto ibridi per **progetto pilota UVAM**
- Massimizzazione NPV considerando ricavi e costi di investimento/operativi partecipando al **MGP e MSD**



Prof. Marco Binotti: marco.binotti@polimi.it

Prof. Emanuele Martelli: emanuele.martelli@polimi.it