

Università degli Studi di Padova – Dipartimento di Ingegneria Industriale

Corso di Laurea in Ingegneria dell'Energia

Relazione per la prova finale
***«La decarbonizzazione degli impianti industriali:
tra il piano industriale del "Green Deal" e le
tecnologie impiantistiche applicate»***

Tutor universitario: Prof. Andrea Lazzaretto

Laureanda: Francesca Visentin

Padova, 16/07/2026

OBIETTIVI

Mostrare:

- I. decarbonizzazione secondo mix energetico
- II. retrofit dell'esistente

RISULTATI

- I. elettrificazione può dimezzare la qualità dell'energia
- II. risparmio 50÷90 % TEP con mix tecnologico
- III. accumuli termici soluzioni che salvano 35 % dell'energia «sprecata»

RIFERIMENTI

«Green Deal»
Industria «hard-to-abate»

METODO

- I. analisi comparative delle tecnologie
- II. quantificazione del potenziale di recupero e riduzione emissiva
- III. analisi impatto economico

CONCLUSIONI

- I. sinergia delle tecnologie
- II. guadagno economico



- ❑ Efficienza in termini termodinamici
- ❑ Risparmio economico



Applicazione delle nuove tecnologie
con analisi dell'impianto esistente



Accelerazione?

2018

Introduzione alla decarbonizzazione

2019

«Green Deal»

2021

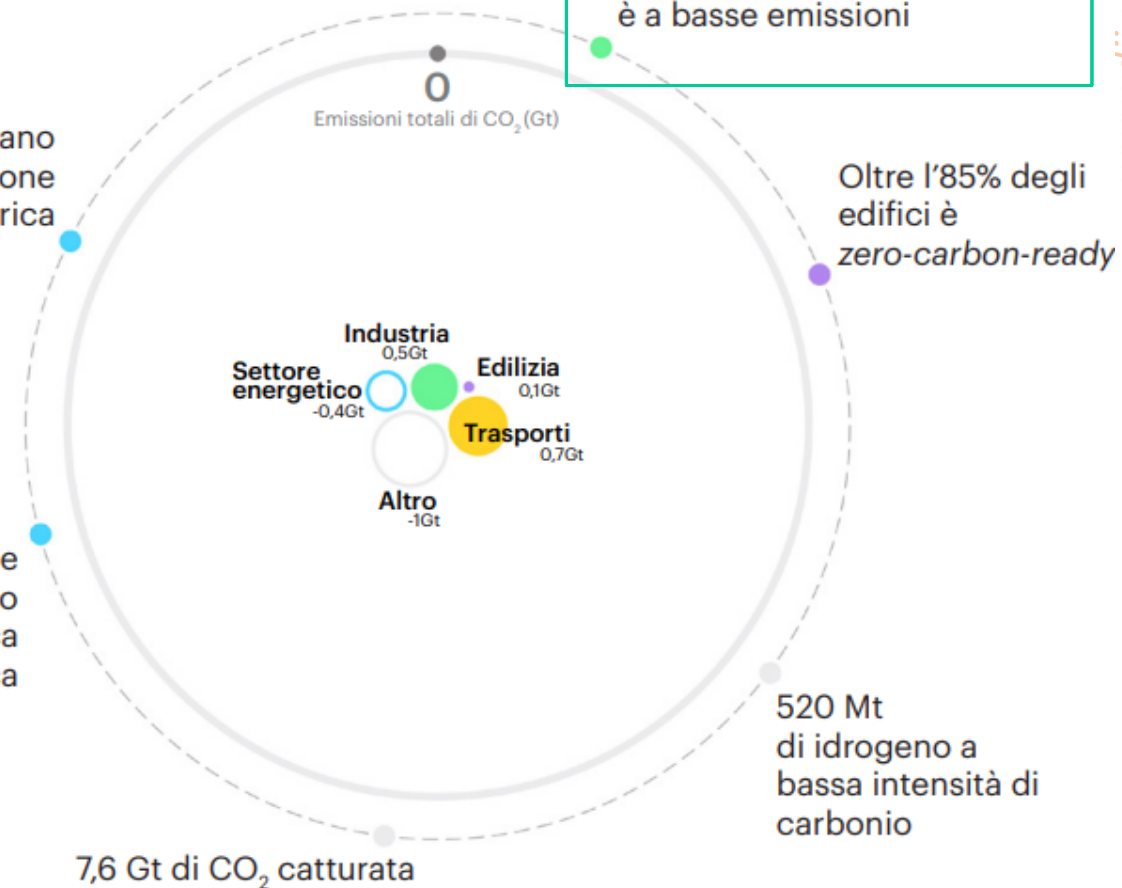
Regolamento «Legge Clima»

2023

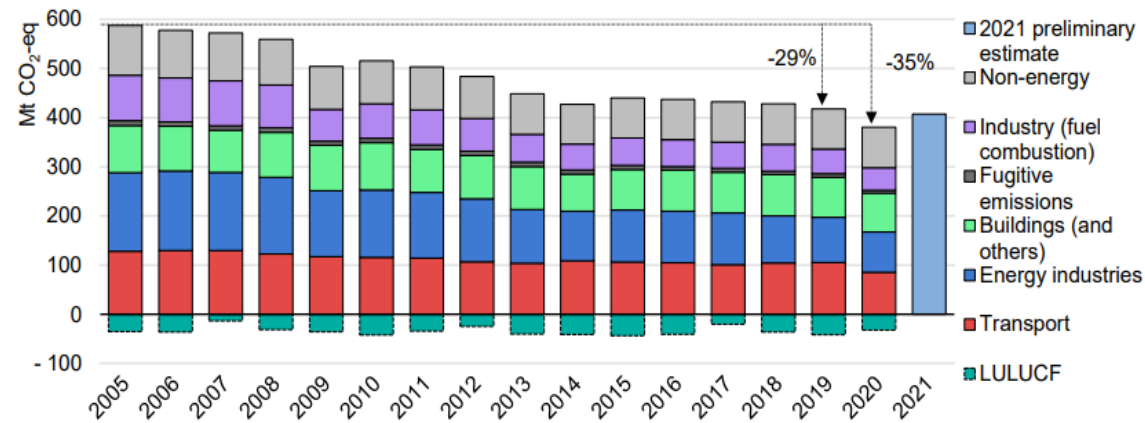
Piano industriale del Green Deal per
l'era a zero emissioni nette

Le rinnovabili rappresentano
quasi il 90% della produzione
totale di energia elettrica

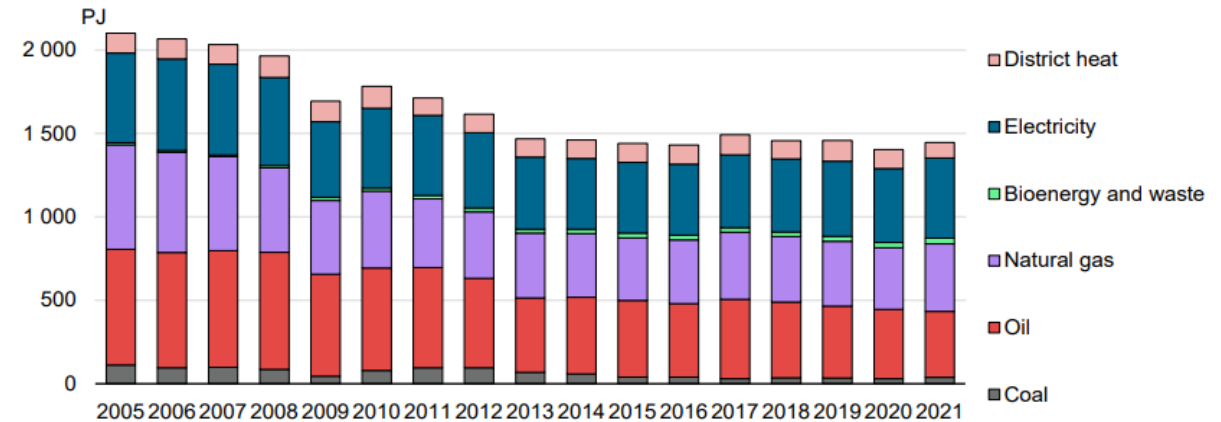
Circa il 70% della produzione
di energia elettrica nel mondo
è solare fotovoltaica
ed eolica



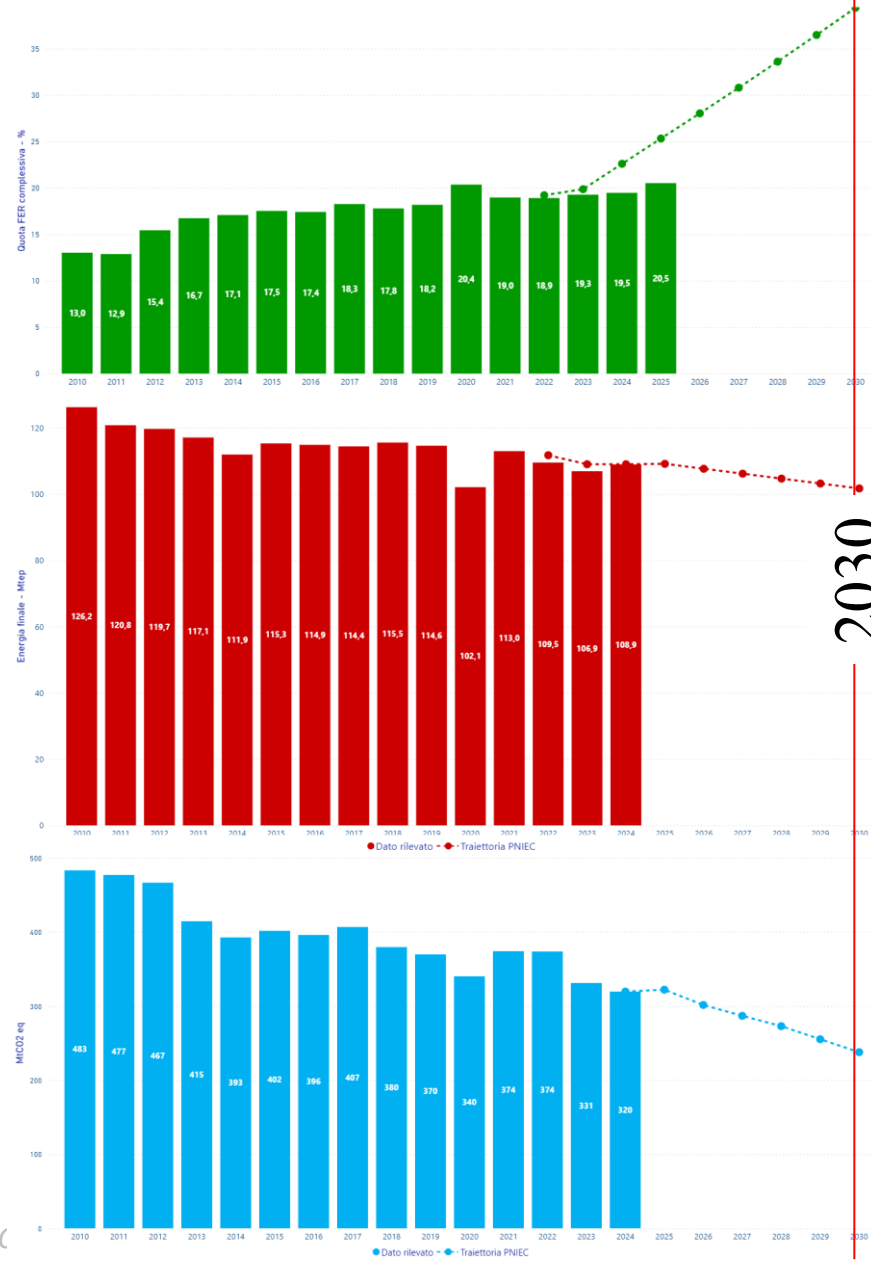
- emissioni dalla produzione di energia elettrica e la generazione di calore diminuirono del 39 % grazie all'incremento delle fonti rinnovabili
- l'industria ha inciso per il 30 % nella riduzione delle emissioni totali nazionali



**emissioni di gas serra
per settore in Italia**



**consumi finali per
risorsa nell'industria
in Italia**



quota FER dei consumi finali lordi complessivi
(dati rilevati e scenario PNIEC, GSE, 2025)

SITUAZIONE ATTUALE

+ 26 %

OBIETTIVO

+ 42,5 %

consumi finali di energia
(dati rilevati e scenario PNIEC, MASE, TERNA, GSE, 2025)

- 1,8 % / anno

- 3,2 % / anno

emissioni GHG nette
(dati rilevati e scenario PNIEC, ISPRA, 2025)

+ 1 % / anno

+ 7 % / anno

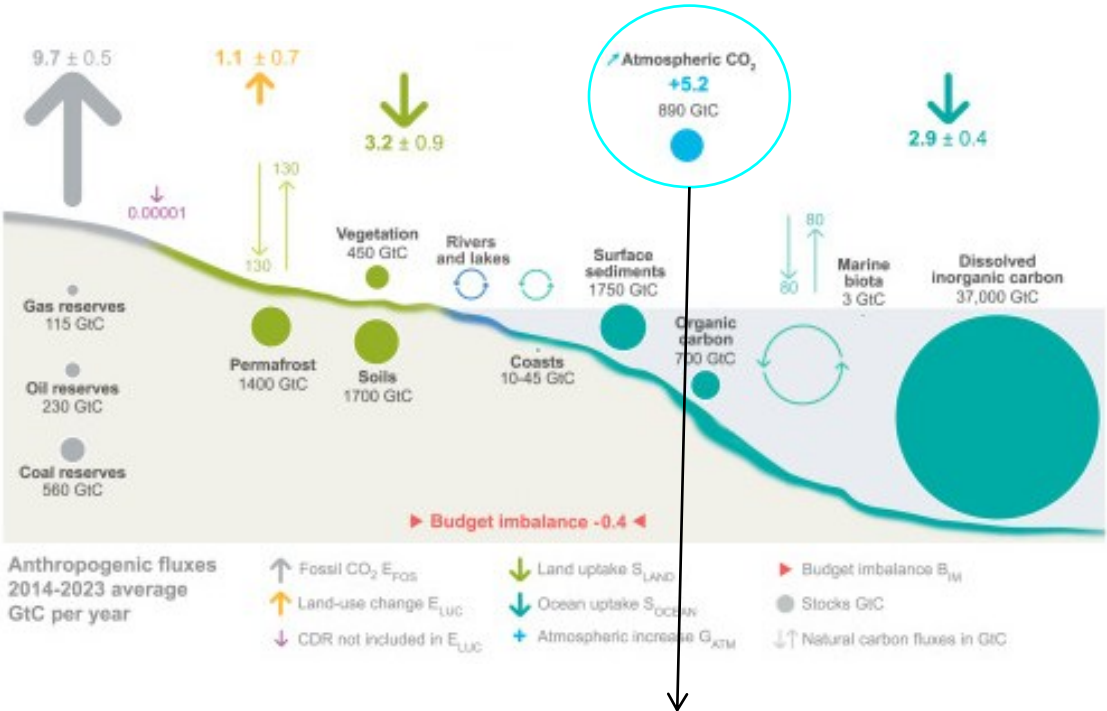
Squilibrio tra l'energia solare che entra nell'atmosfera terrestre e quella che viene riflessa o reirradiata nello spazio.

Maggiore è il valore, maggiore è la perturbazione causata dal gas

$\text{years}_{\text{CO}_2} = 16 \text{ years}_{\text{CH}_4}$

Name	Chemical formula	Lifetime (years)	Radiative efficiency (Wm ⁻² ppb ⁻¹)	20-year	100-year	500-year
Carbon dioxide	CO ₂	50–200	1.4×10^{-5}	1	1	1
Methane	CH ₄	12	3.7×10^{-4}	72	25	7.6
Nitrous oxide	N ₂ O	114	3.03×10^{-3}	289	298	153
CFC-11	CCl ₃ F	45	0.25	6,730	4,750	1,620
CFC-12	CCl ₂ F ₂	100	0.32	11,000	10,900	5,200
HCFC-22	CHClF ₂	12	0.2	5,160	1,810	549

banditi dal 1995



Incremento delle emissioni dalla combustione dei combustibili fossili per la presenza di isotopi di C

+1,47 °C temperatura superficie della Terra nel 2025 (limite «Green Deal» entro il 2050: +1,5 °C)

Dimostrare:

- mix tecnologico;
- l'elettrificazione non sempre valida opzione.

* Dati ARERA dicembre 2023

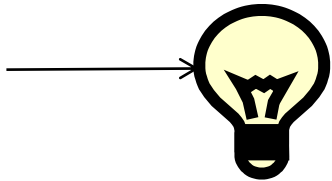
** Dati tabells di conversione FIRE per l'Energy Manager

Esempio: caldaia a vapore per produzione vapore tecnologico nelle condizioni 500 °C, 49 bar

	CALDAIA GAS NATURALE	CALDAIA ELETTRICA	
Rendimento exergetico	8,81 %	4,41 %	+ 45,6 %
Costo*	0,11 € / kg (0,501 kWh _e /kg _{vapore})	2,79 €/kWh _e (0,0536 Sm ³ /kg _{vapore})	costo materia prima gas naturale: 0,4863 €/Sm ³ costo materia prima energia elettrica: 0,1795 €/kWh _e
TEP prodotte**	0,0488 * 10 ⁻³ TEP/ kg (0,000836 TEP/Sm ³)	0,0937*10 ⁻³ TEP/Mwhe (0,187 TEP/ MWh _e , energia elettrica da rete, non rinnovabile)	

POMPA DI CALORE?

COP ideali molto bassi (attorno a 2; «COP di pareggio» non regge)



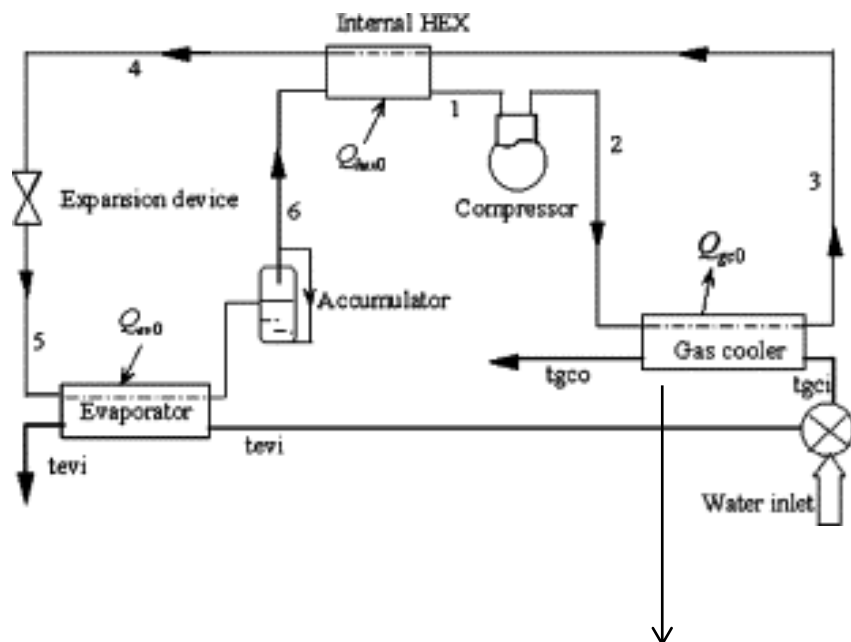
RICOMPRESSIONE
MECCANICA DEL
VAPORE

❑ COP = 10 ÷ 20 (reali)

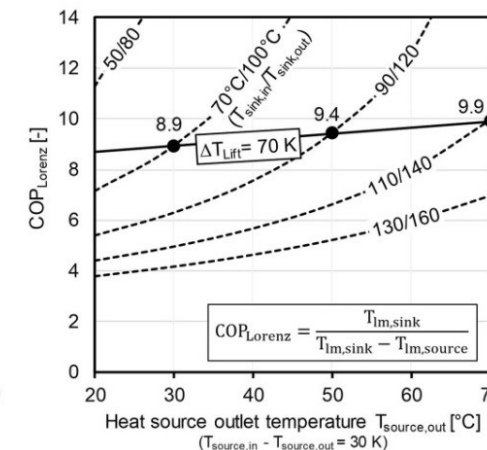
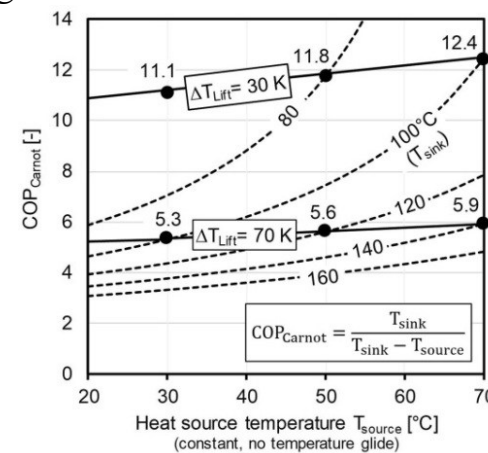
❑ Risparmio economico dell' 85 %

❑ - 90 % di TEP prodotti

❑ Solo con salti temperatura 5 ÷ 25 °C



Esempio:
Sorgente fredda: $T = 30\text{ °C}$
Processo: $T = 80\text{ °C}$



COP R-22 ideale Carnot = 7 COP R-744 ideale Lorentz = 19

Exergia utile trasferita all'acqua = 42 %

Perché CO₂?

- ☐ Glide di temperature
- ☐ Ampio salto termico



Studio delle esigenze dell'impianto esistente e delle condizioni di operatività = ANALISI del «retrofit»

Risparmio economico = 63,86 %



❑ Soluzione ai «cascami termici»

$$\text{emissioni evitate} = \frac{E_{TES} * \eta_{TES}}{\eta_{TES}} * FE \text{ [tCO}_2\text{]}$$

(FE, fattore di emissione gas naturale: 56 gCO₂)

Caldaia a gas naturale +
accumulo termico TES
Efficienza exergetica: **15 %**

Pompa di calore tradizionale +
accumulo termico TES
Efficienza exergetica: **32 ÷ 42 %**

Risparmio economico e di emissioni in atmosfera

❑ Soluzione alle fluttuazioni delle energie rinnovabili

(Articolo di ricerca scientifica):
Impianto esistente : teleriscaldamento
con fabbisogno di riscaldamento oltre
200 kW

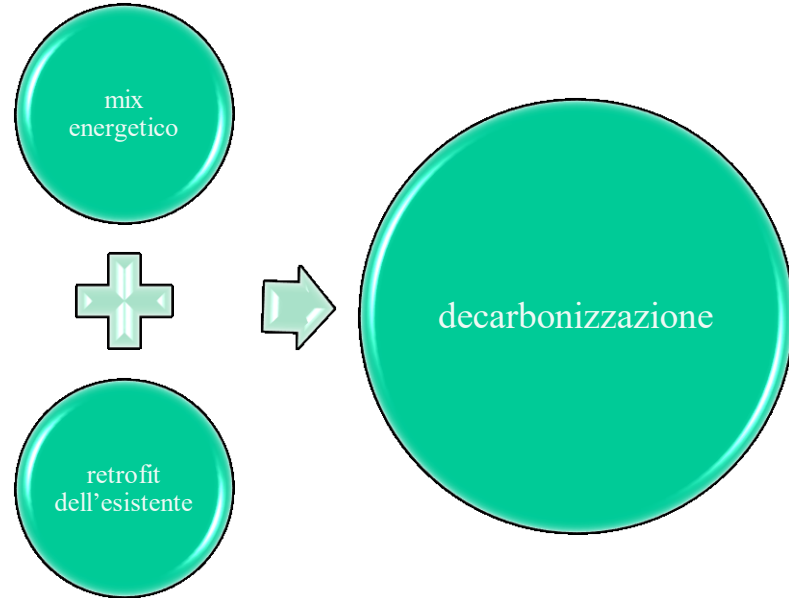
FV: 200 kWp
WT: 4 turbine, 25 kW/cad

ETES: 40 unità, 20,25 kWh/cad
Risparmio Diesel: **46 %** (31.400 L)
Emissioni evitate: **28 tCO₂**

Exergy efficiencies of common energy conversion methods or devices.

Energy conversion methods	Energy conversion devices	Heating temperature	Exergy efficiency
Chemical → Thermal	Coal-fired boiler	Steam boiler:	1/4–1/2 of energy conversion efficiency [38–41]
	Gas-fired boiler	100–400 °C	
	Oil-fired boiler		
Electrical → Thermal	Electric resistance heater	Space heating: not more than 85 °C	–0.1 [28]
		Domestic hot water: 35–50 °C	
Solar → Thermal	Solar collector	Low-temperature solar collector: below 80 °C	0.08–0.3 [31,42,43]
		Medium-temperature solar collector: 100–500 °C	
		PVT: 40 °C–60 °C	
Low-temperature thermal energy → Thermal energy	Air source heat pump Ground source heat pump	Output temperature: 40–55 °C	0.003–0.04 (thermal exergy efficiency of PVT) [44–46]
		Heat source temperature: 0–15 °C	
	Waste heat source heat pump	Condensation temperature: 98–108 °C Evaporation temperature: 25–35 °C	
Thermal → Mechanical Thermal → Electrical	Steam turbine	Thermal power unit: 500–600 °C	Above 0.6 [50,51]
	Thermoelectric conversion technology	300–600 °C	

Ricordando gli obiettivi



ANALISI STATO ESISTENTE

vapore con caldaia a gas naturale	acqua alta temperatura con PdC tradizionale	caldaia a gas naturale con «cascame termico»	motori Diesel
-----------------------------------	---	--	---------------

VALUTAZIONE «RETROFIT»

Caldaia elettrica? ✗ Rendimento exergetico ✗ Costo ✗ TEP risparmiate ✗ OPEX	PdC con refrigerante naturale?	Recupero calore? ↓ gas naturale + TES ✓ Risparmio economico ✓ Rendimento exergetico	Utilizzo FER? Con ottimizzazione? ↓ Motori Diesel + FER ✓ TEP risparmiati
---	---------------------------------------	---	--

Diagrammatic connections: An arrow points from '✗ OPEX' to 'Pompa di calore tradizionale', which then has an arrow pointing to '✗ COP'.

SOLUZIONI CON MIX TECNOLOGICO

Pompa di calore + RMV ✓ TEP risparmiati ✓ risparmio economico	PdC a CO₂ ✓ COP elevati ✓ TEP risparmiati ✓ risparmio economico	PdC + TES ✓ Rendimento exergetico ✓ Risparmio economico	Motori Diesel + FER + TES ✓ TEP risparmiati
--	--	--	---

Grazie per l'attenzione