



Sistemi cogenerativi integrati

Efficienza, competitività e flessibilità per la transizione energetica

23 giugno 2026

Marco Pezzaglia – Presidente Italcogen



Analizzare i potenziali assetti di funzionamento della CHP/CAR nel contesto della transizione energetica a crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili



Quantificare le grandezze di base di assetti di funzionamento e metterli a confronto al fine di indirizzare verso soluzioni virtuose per i clienti con CHP e per il sistema energetico nazionale



Valutare un sistema di supporto/di valorizzazione della CAR che si integra al tradizionale meccanismo di supporto, che pur non obbligando a fare modulazione/flessibilità, le favorisca e le incentivi



Emerge un nuovo concetto di cogenerazione che abbraccia tecnologie, fonti e sistemi a servizio contemporaneamente dell'utente e del sistema energetico. La cogenerazione:

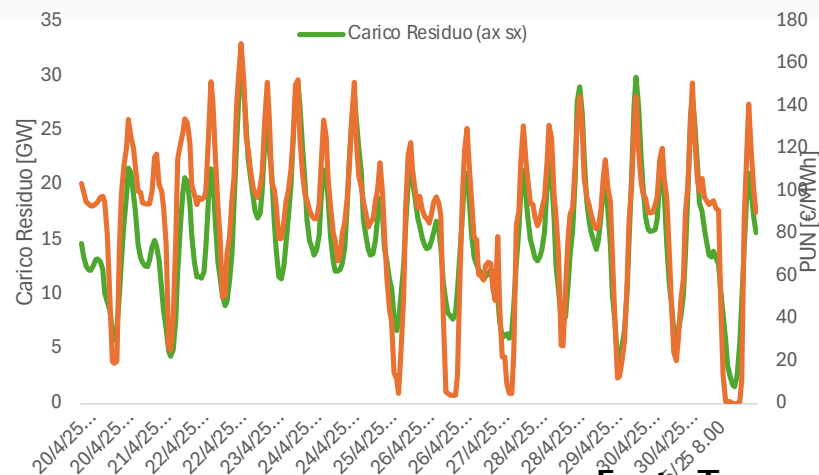
- (in particolari casi/assetti) fornisce calore dove e come altre fonti/tecnologie non riescono a fare in maniera economica
- fornisce energia elettrica all'utente e al sistema in maniera flessibile
- contribuisce a garantire la continuità di funzionamento del sistema elettrico
- garantisce efficienza e il minimo livello di emissioni possibile fino alla condizione di carbon free



Contesto di mercato

Il periodo 20/04-01/05 è stato caratterizzato da giornate festive con basso Carico Residuo (CR)¹ per una riduzione della domanda elettrica coperta dall'elevata produzione da fonti rinnovabili (soprattutto fotovoltaico nelle ore diurne). Questo fenomeno ha facilitato la formazione del PUN-index a valori molto bassi, in alcuni casi quasi nulli nelle ore centrali del giorno.

Il progressivo incremento atteso del numero di ore caratterizzate da valori molto bassi del CR (e quindi del PUN) comporterà inevitabilmente crescenti problemi di sostenibilità economica degli impianti di cogenerazione, penalizzando prioritariamente quelli meno flessibili.



I presupposti

- Il sistema energetico presenta una crescente riduzione del carico residuo e un costante abbassamento dei costi medi di produzione che si traducono in riduzioni del valore dell'energia nelle ore di basso carico residuo
- La cogenerazione aumenta la sua accettabilità di sistema se sarà in grado anche di controllare il profilo di scambio con la rete presentandosi al sistema come risorsa flessibile e programmabile
- La cogenerazione può gestire una base-line di scambio di energia elettrica con la rete in maniera flessibile sulla base dell'andamento del prezzo di mercato (continuando a fornire energia termica nella quantità e con i parametri necessari all'utente)
- Ulteriore possibilità di fornitura di servizi di modulazione a variazione della base-line di riferimento

Date le caratteristiche di asservimento della cogenerazione alle necessità degli utenti è opportuno che la flessibilità sia decisa dall'utente (gestore della CHP) e che sia misurato poi ex-post il rispetto del principio generale di flessibilità che vede la CHP non soddisfare carico elettrico nei periodi di basso carico residuo

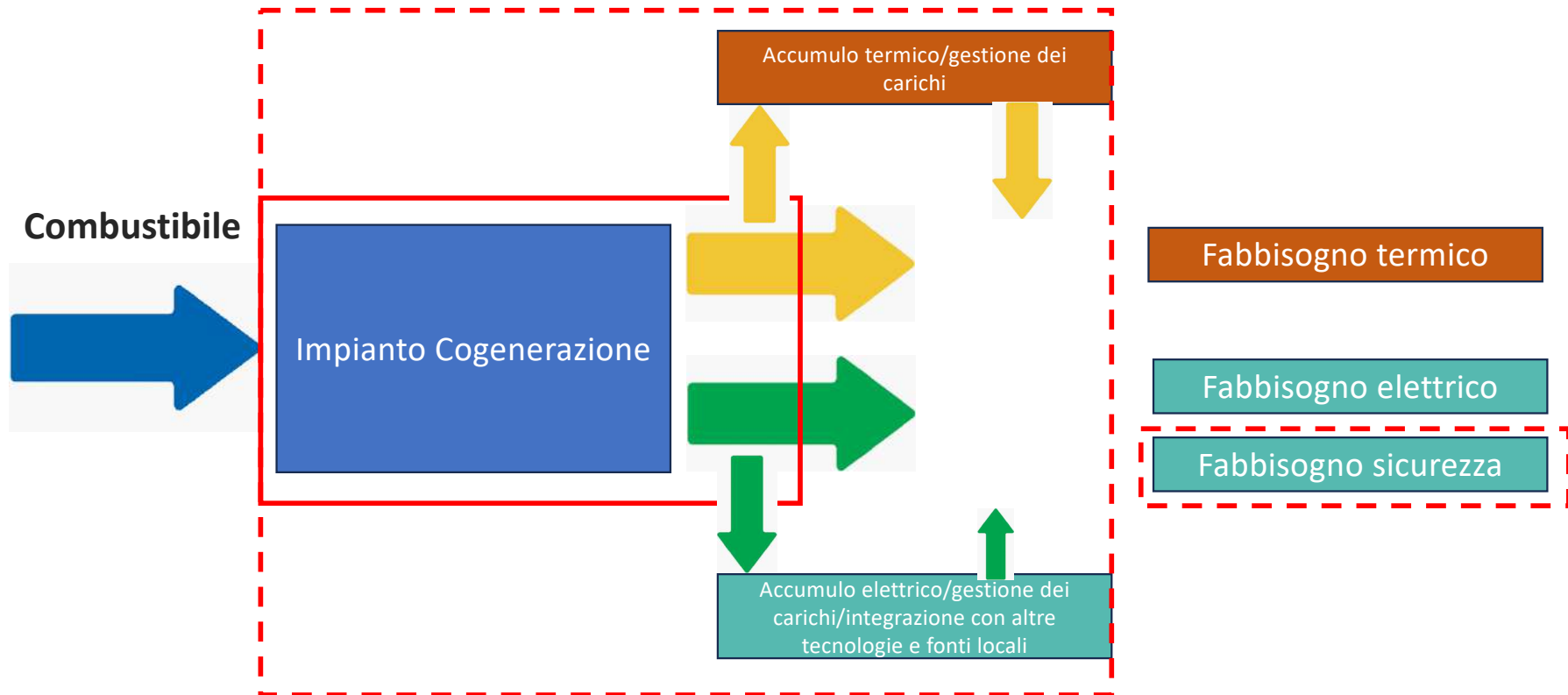


La flessibilità è un bisogno primario per il settore della CHP: situazione attuale





La flessibilità è un bisogno primario per il settore della CHP: situazione in evoluzione





Allegato 3 “Metodi di determinazione del rendimento del processo di cogenerazione” della Direttiva 2023/1791. L'allegato riporta che la cogenerazione ad alto rendimento risponde ai seguenti requisiti:

1. La produzione mediante cogenerazione delle unità di cogenerazione fornisce risparmi di energia primaria, calcolati in conformità della lettera b, pari ad almeno il 10% rispetto ai valori di riferimento per la produzione separata di energia elettrica e calore.
2. La produzione mediante unità di piccola cogenerazione e di microcogenerazione che forniscono risparmi di energia primaria può essere definita cogenerazione ad alto rendimento.
3. In caso di realizzazione o ammodernamento sostanziale di unità di cogenerazione successivamente al recepimento del presente allegato, le emissioni dirette di biossido di carbonio della produzione da cogenerazione alimentata da combustibili fossili sono inferiori a 270 gCO₂ per 1 kWh di energia prodotta mediante la generazione combinata (compresi riscaldamento/raffrescamento, energia elettrica ed energia meccanica).
4. Le unità di cogenerazione in funzione prima della data di entrata in vigore della presente direttiva possono derogare a tale requisito fino al 1 gennaio 2034, a condizione che dispongano di un piano di riduzione progressiva delle emissioni per rispettare la soglia di meno di 270 gCO₂ per 1 kWh entro il 1 gennaio 2034 e che abbiano notificato tale piano ai pertinenti gestori e alle autorità competenti.

I nuovi vincoli per la CAR - commenti



In sintesi, rispetto a quanto previsto dalla precedente direttiva è stato introdotto il vincolo ambientale del punto 3 sopra descritto, cioè un'emissione inferiore a 270 grCO₂/kWh; tale vincolo è automaticamente rispettato qualora l'impianto abbia un rendimento globale di primo principio, secondo quanto riportato all'allegato 2 della nuova direttiva, pari al 75% o all'80% in funzione del tipo di impianto.

Sempre secondo l'allegato 2 della nuova direttiva (come nella precedente), in caso di unità di cogenerazione con rendimento complessivo inferiore al 75 o all'80% è possibile ricorrere ad un "impianto virtuale", escludendo dal conteggio ai fini CAR parte dell'energia elettrica prodotta fino ad arrivare ad un assetto cogenerativo "virtuale" in scala ridotta, in grado di rientrare all'interno dei valori di rendimento complessivo richiesti. Storicamente la direttiva EED lascia la possibilità di considerare ad alto rendimento un impianto virtuale, per tenere conto del fatto che spesso, nei contesti industriali che richiedono energia termica a temperatura elevata, pur recuperando tutto il possibile del termico non si riesce a rientrare nei target di rendimento globale sopra menzionato, ed è per questo che viene data la possibilità di valorizzare comunque l'assetto cogenerativo, per la quota parte di abbinamento tra produzione elettrica e produzione termica in grado di rispondere alle condizioni CAR.

Dalla lettura congiunta dell'allegato 2 e dell'allegato 3 della nuova direttiva, dunque, emergerebbe come per analogia che a stessa regola dell'impianto virtuale possa essere applicata anche al limite emissivo dei 270 grCO₂/kWh di energia totale prodotta, in quanto tale parametro è legato in modo indissolubile al valore di rendimento globale di primo principio (270 gr CO₂/kWh corrispondono tradotti in termini di rendimento globale ad un valore del 75%).

Si intende che il vincolo sulle emissioni per la definizione di CAR potrebbe essere valutato solo in riferimento all'assetto cogenerativo ad alto rendimento

Metodologia di calcolo devono essere condivise e note a tutti

- Lavoro del tavolo interassociativo Italcogen – Utilitalia – Assoesco – FiRE
- Lavoro con CTI e GSE in corso per revisione norma valutazione emissioni CHP

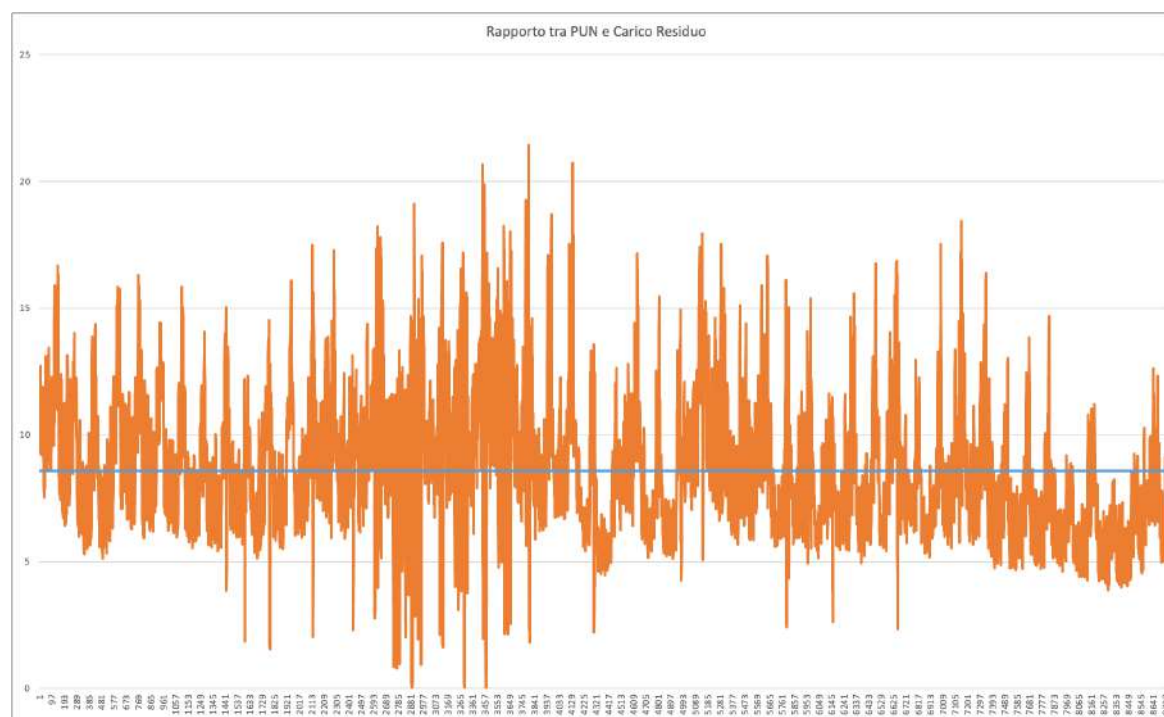
- Preso a riferimento lo scenario prezzi/quantità 2025 (FV 34.000 MWh)
- Misurata relazione tra CR (carico residuo e andamento del prezzo) CR/PUN - tramite indice di Pearson (IP)

➤ $CR/PUN = 8,58$

➤ $IP = 0,74$

Facendo variare il CR modulando la quota di produzione FER si ricava il nuovo profilo di prezzo dell'energia elettrica

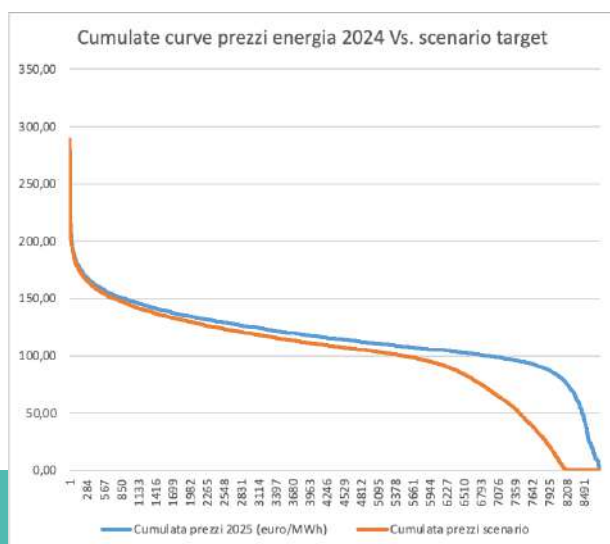
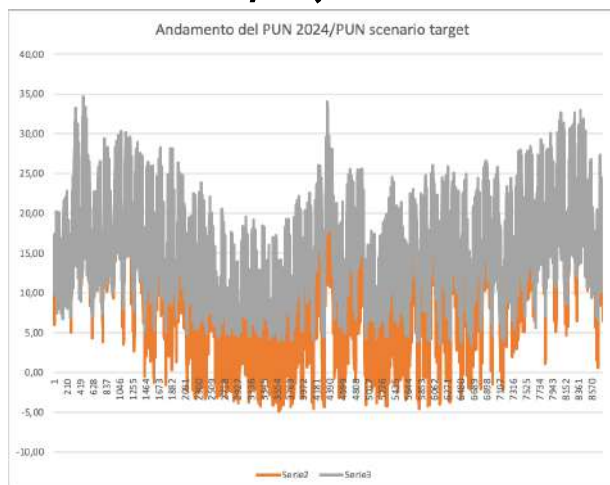
Il nuovo profilo di prezzo considera anche le previsioni di variazione del costo del gas



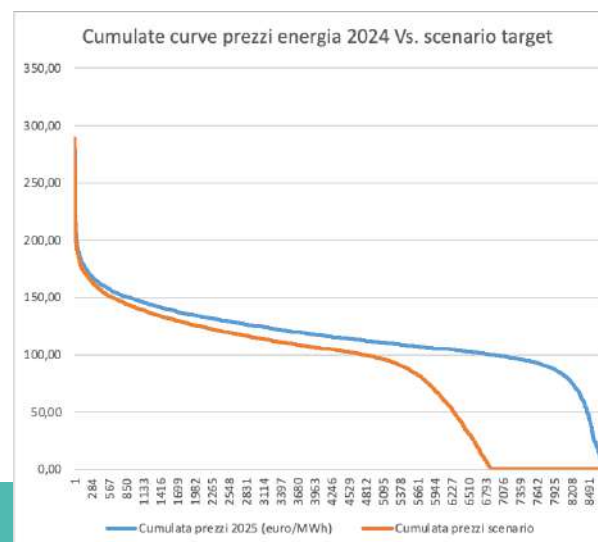
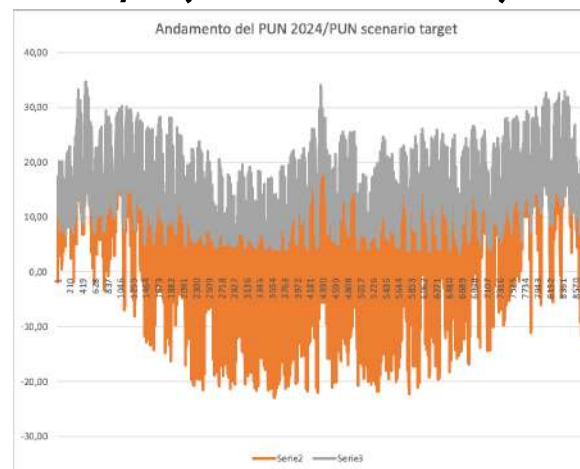
Analisi scenario (esempi)



FV 2025 x 1,5 (50.000 MWh)



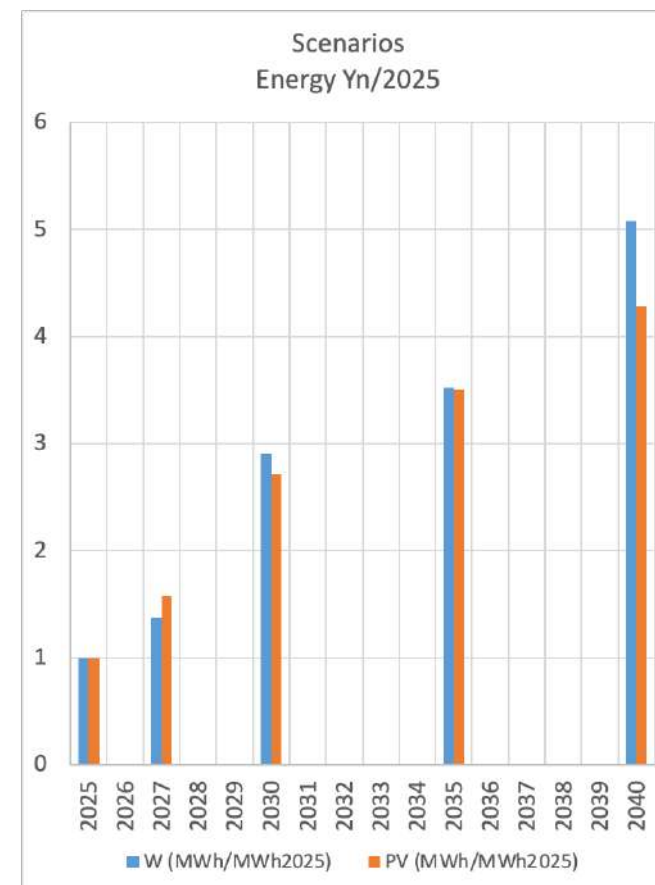
FV 2025 x 2,5 (85.000 MWh)



Scenari utilizzati

- Scenari derivati da PNIEC e da scenari di lungo termine di Terna/Snam
- Il valore del gas è stato integrato sulla base delle ultime quotazioni medie che risentono della crisi geopolitica in corso (che incide principalmente sul base case e sullo scenario 1)

Scenarios		Wind		PV		Gas price	Wind		PV	
		(MW)	(MWh)	(MW)	(MWh)	(euro/MWh)	(MW/MW2025)	(MWh/MWh2025)	(MW/MW2025)	(MWh/MWh2025)
2025		12.990	22.322	35.993	35.993	38,68	1,0	1,0	1,0	1,0
2026						40,88				
1	2027	15.823	30.800	44.173	57.000	45,00	1,2	1,38	1,2	1,58
2028						30,00				
2029						25,27				
2	2030	28.140	64.800	79.253	97.600	25,05	2,2	2,90	2,2	2,71
2031						23,33				
2032										
2033										
2034										
3	2035	78.667		126.333		24,50		3,52		3,51
2036										
2037										
2038										
2039										
4	2040	113.475		154.333		23,00		5,08		4,29



Simulare caso base: situazione termico segue puro. Il calore è tutto fornito da CHP, l'elettricità che deriva copre carico interno e l'eccedenza viene immessa in rete

(0) Caso base

Si ricava caso di riferimento con costo di produzione termico (P_{rt}) ed elettrico (P_{re}) e ipotesi di ricavo dei CB

Si incrementa la quota FER, riducendo CR e PUN.

Condizioni di attivazione della flessibilità

Quando il PUN è < del P_{re} ci sono due alternative

- Si spegne la CHP e il calore mancante lo si ottiene da caldaia di integrazione
- E' contemplata la possibilità di effettuare storage termico

(1) Taglio profilo e integrazione termica

- Si tiene accesa la CHP e l'elettricità prodotta viene immagazzinata per poter essere valorizzata (almeno a P_{re}) nelle ore in cui $PUN > P_{re}$ o utilizzata per altri fini in autoconsumo
- Anche in questo caso è contemplata la possibilità di effettuare storage termico

(2) Taglio profilo e storage elettrico

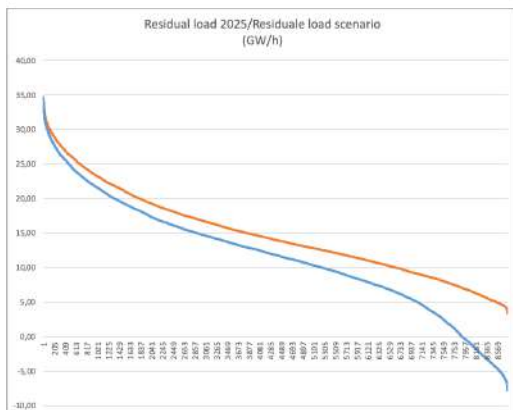
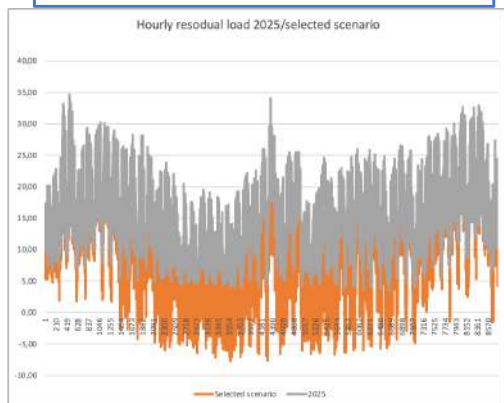
Si analizza comunque il costo dell'energia termica nei diversi casi rispetto alla soluzione di una produzione di energia termica da generatore elettrico a resistenza (Caso 3) adottando l'ipotesi in cui la soluzione PdC non sia adeguata data la necessità di calore $> 100/200^{\circ}C$

Simulazioni condotte su scenari e profili orari da dati di bilancio quattrorario TERNA anno 2025 (anno di riferimento) e prezzi orari GME

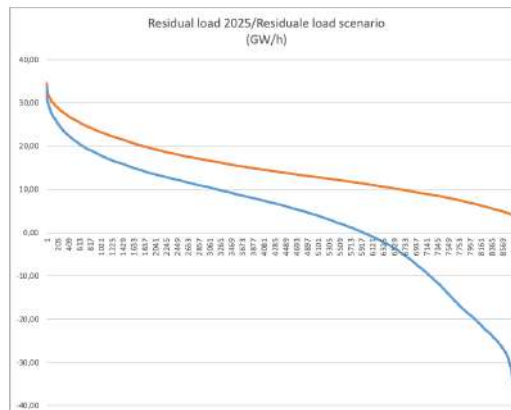
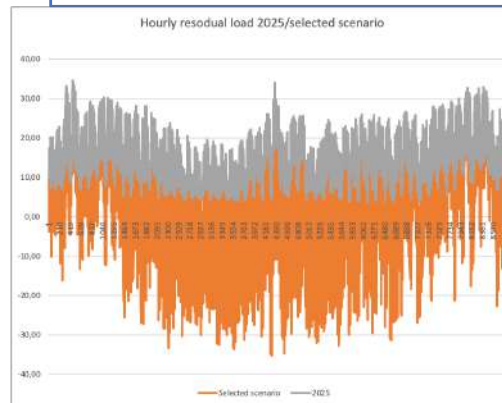
Scenarios – Residual load reduction



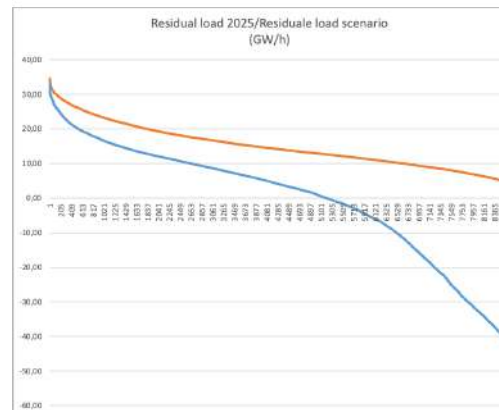
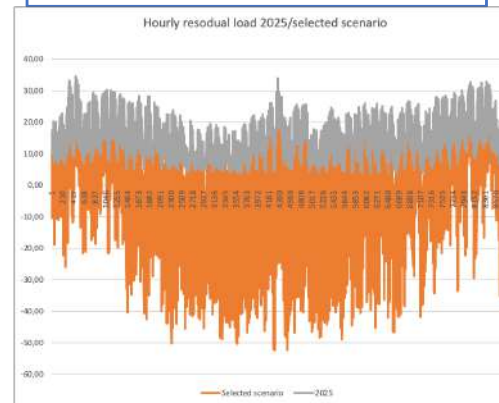
Scenario 1



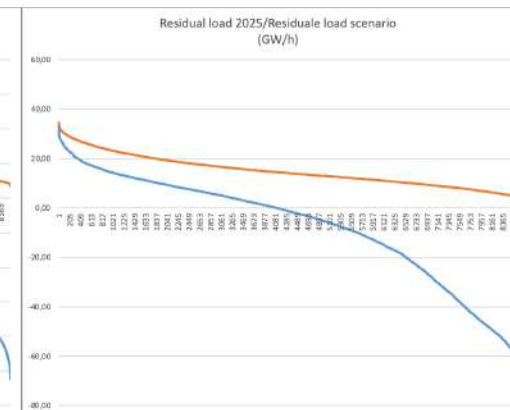
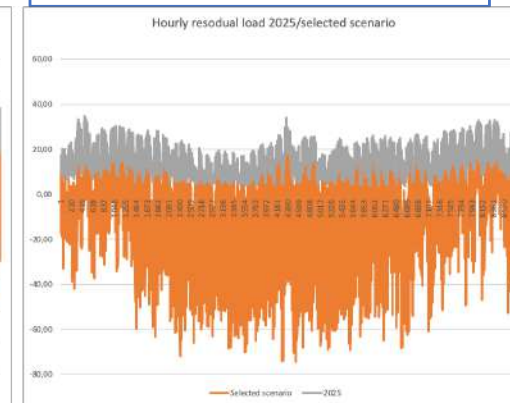
Scenario 2



Scenario 3



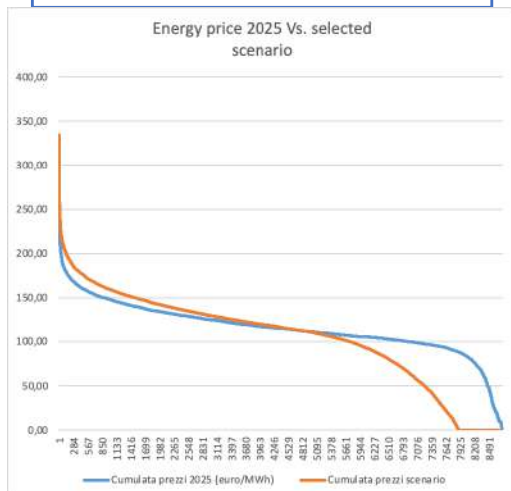
Scenario 4



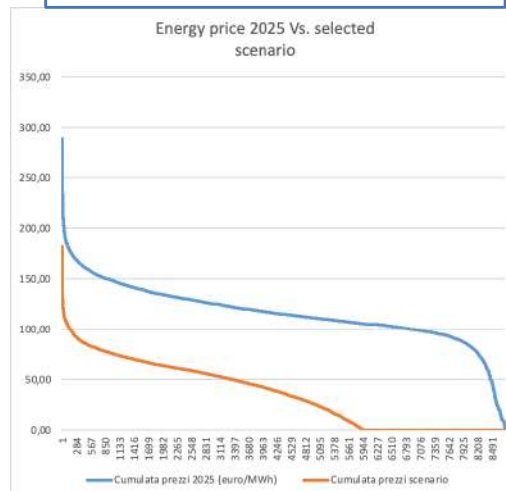
Scenarios – Market prices reduction



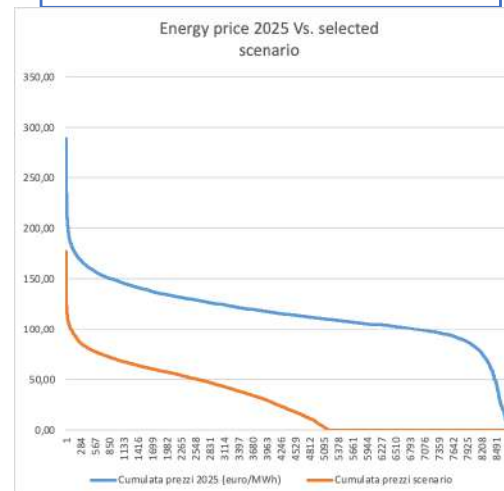
Scenario 1



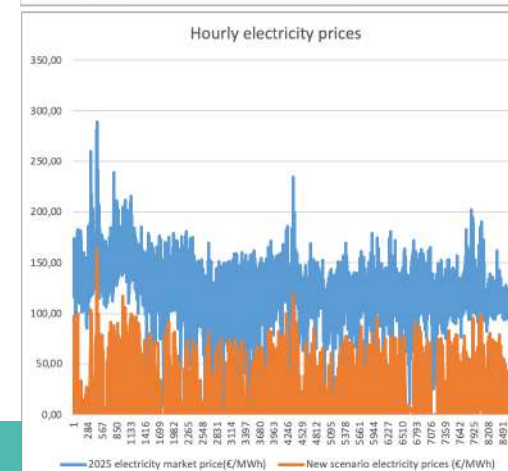
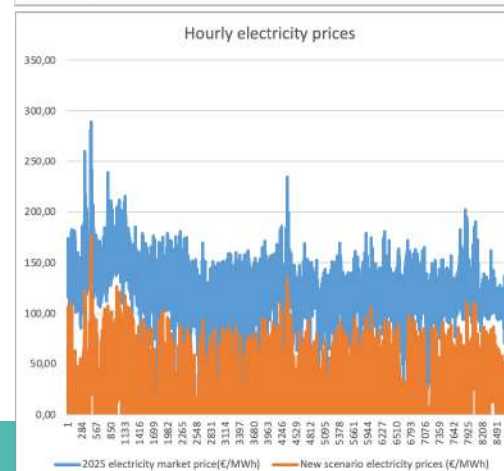
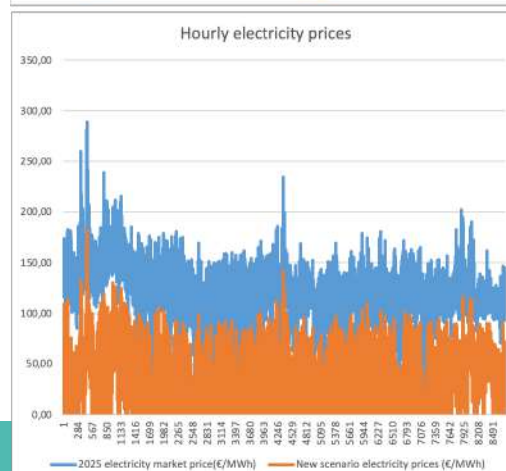
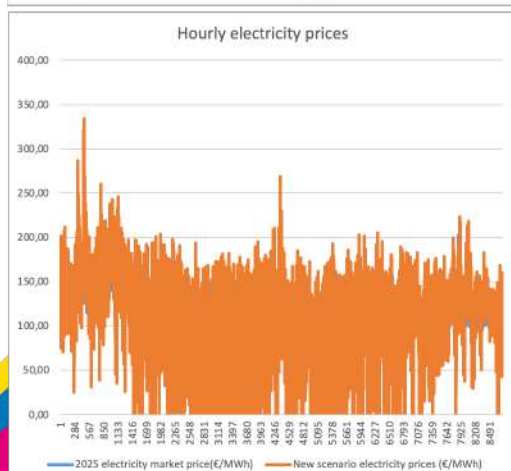
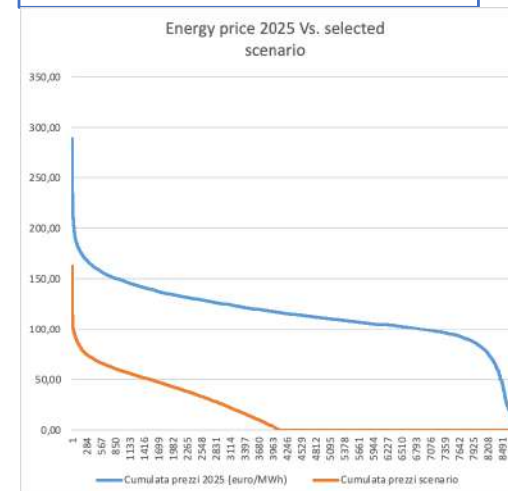
Scenario 2



Scenario 3



Scenario 4



Business case

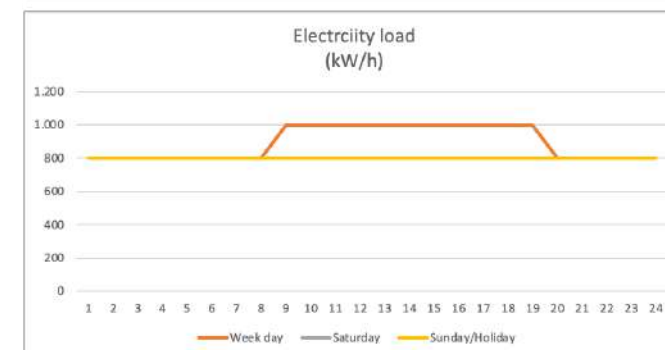
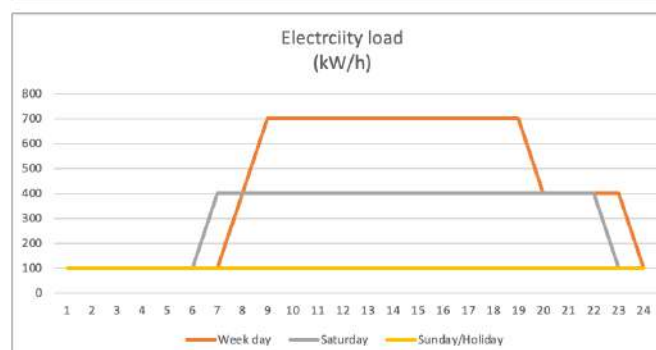
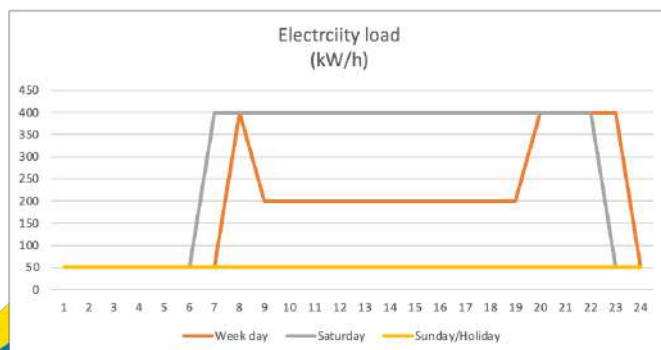
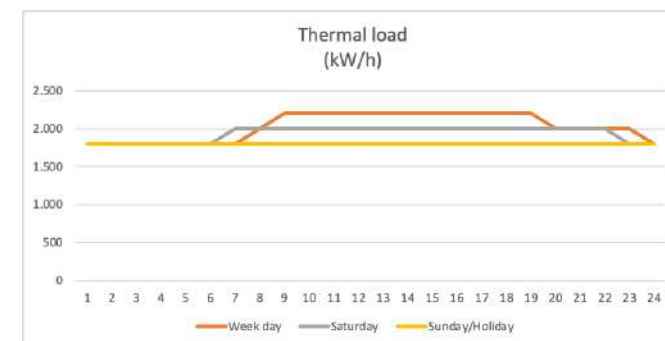
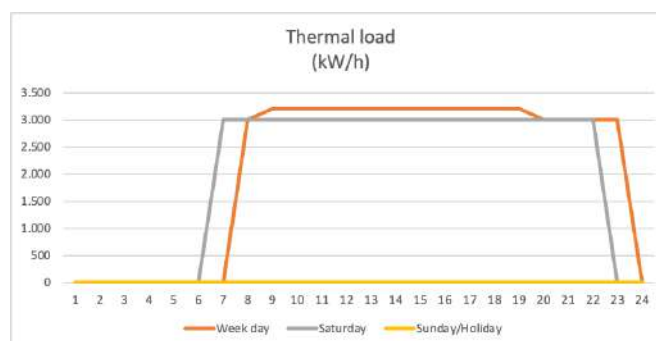
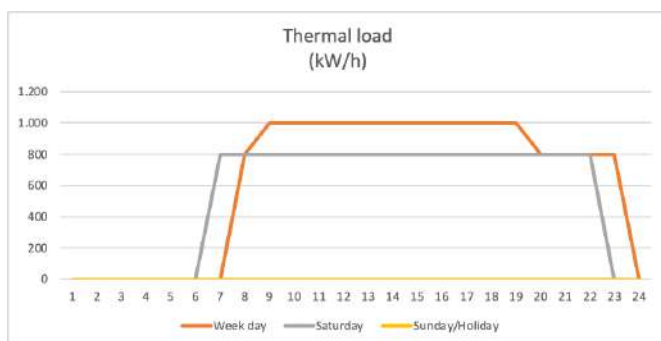


Vengono simulati tre impianti di riferimento: micro/medium/large. Per impianti micro e medium viene considerata una modalità di funzionamento periodica giornaliera/settimanale, per impianti large si considera un funzionamento continuo

PLANT TYPE	MICRO		
Real load profile	F1	F2	F3
Thermal load (kWt)	1.000	800	0
Electrical load (kWe)	200	400	50
Fel CHP (kW)		500	

PLANT TYPE	MEDIUM		
Real load profile	F1	F2	F3
Thermal load (kWt)	3.200	3.000	0
Electrical load (kWe)	700	400	100
Fel CHP (kW)		1.500	

PLANT TYPE	LARGE		
Real load profile	F1	F2	F3
Thermal load (kWt)	2.200	2.000	1.800
Electrical load (kWe)	1.000	800	800
Fel CHP (kW)		5.000	



Il medesimo impianto di cogenerazione si comporta in maniera differente in termini di efficienza e di costi di produzione elettrica e termica a seconda dei modi di utilizzo con riferimento ai due seguenti stati:

- Termico segue (con/senza integrazione)
- Interruzione della produzione (CHP ON/OFF) al verificarsi delle condizioni di flessibilità

CHP production parameters (CHP ON - Thermal driven)			
Useful life of investment (years)	10		
Operation hours (h/year)	4.848		
	Electricity	Thermal	Total
Rated power (kW)	500	0	0
Yield	0	0	0
Energy production	2.215.300	4.430.600	6.645.900
Gas supplied form grid (kWh)	2.637.262	5.274.524	7.911.786
Gas supply expense (€/year)	160.873	321.746	482.619
	0	0	0
Maintenance costs	0	0	0
(€/kW)	300	0	0
(€/anno)	50.000	100.000	150.000
Investment costs	0	0	0
(€/kW)	1.000	0	0
(euro)	166.667	333.333	500.000
Production cost (LOCE)	0	0	0
(€/kWh)	0	0	0
(€/MWh)	95	103	

CHP production parameters (market driven mode with CHP ON/OFF)			
Useful life of investment (years)	10		
Operation hours (h/year)	3.953		
	Electricity	Thermal	Total
Rated power (kW)	500	0	0
Yield	0	0	0
Energy production	1.791.100	3.582.200	5.373.300
Gas supplied form grid (kWh)	2.132.262	4.264.524	6.396.786
Gas supply expense (€/year)	130.068	260.136	390.204
	0	0	0
Maintenance costs	0	0	0
(€/kW)	300	0	0
(€/anno)	50.000	100.000	150.000
Investment costs	0	0	0
(€/kW)	1.000	0	0
(euro)	166.667	333.333	500.000
Production cost (LOCE)	0	0	0
(€/kWh)	0	0	0
(€/MWh)	101	110	



Tecnologie di integrazione

Ai fini delle valutazioni sono state considerate tecnologie di integrazioni locali (on-site)



Electricity storage

CAPEX (€/MW/h)	350.000
OPEX (€/MWh/year)	5.000



Steam boiler production

CAPEX (€/Kg)	43
OPEX (€/MWh)	Gas cost



Thermal storage equipment (hot water)

CAPEX (€/MWt)	22.000
OPEX	-



Full electrification option

CAPEX (€)	100.000
OPEX (€/MWh)	Electricity cos



Per ciascun caso e per ciascun scenario viene valutata la capacità di flessibilità necessaria a garantire il rispetto delle condizioni di flessibilità (non immettere in rete e non alimentare il carico elettrico dell'utente quando $Pre < PUN$)

Il costo delle tecnologie di integrazione viene incluso nei costi del net energy balance

Technology integration			
Electricity storage	Storage capacity	MWh	6.90
	Energy stored	MWh	332
	CAPEX	€/MWh/h	350.000
		€	1.715.000
	OPEX	€/MWh/year	5.000
		€/year	24.500
Steam boiler production	Useful life of investment (years)	years	15
	Average unitary storage cost	€/MWh	439
	Yearly storage cost	€/year	138.833
Thermal storage equipment (hot water)	Production capacity need	Gg/hour	10.753
	Unit capex cost	€/Kg	43
	CAPEX	€	462.366
	Useful life of investment	years	20
	Yearly cost	€/year	23.118
Full electrification option	Storage capacity (MWh)	MWh	0.093
	CAPEX unit cost (€/MWh)	€/MWh	22.000
	CAPEX (€)	€	66
	Useful life of investment	years	10
	Yearly cost	€/year	7
Alternative technology			
Full electrification option	Heat need	kWh/kg	0.093
	Feed capacity need	kg/hours	10752.6882
	Electric boiler cost	€	100000
	Production efficiency	kWh/kgWh	1.05
	Duration	Years	10
	Yearly capital cost	€/year	10000
	Operational cost	€/year	902042.845
	Total production cost	€/kWh	0.206



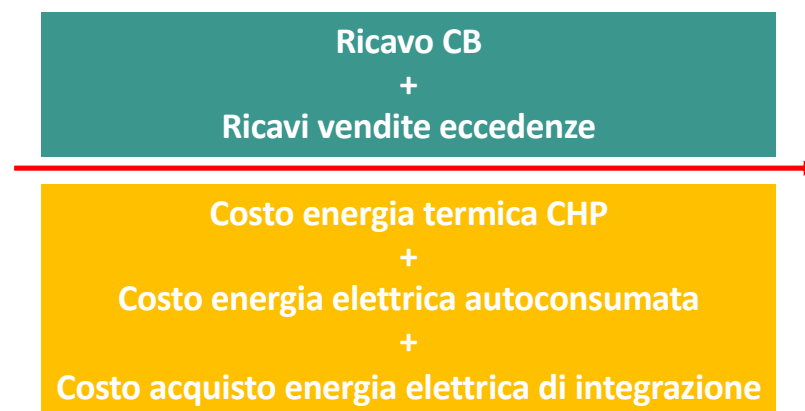


MAIN RESULTS INTERPRETATION AND CONCLUSION

La flessibilità si traduce in un costo per l'utente: il *net economical balance* peggiora con il crescere dell'entità della flessibilità indotta da scenari a sempre più elevata penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili (il base case è un puro funzionamento termico-segue senza alcuna flessibilizzazione dello scambio elettrico con la rete)

Il costo della flessibilità dipende dai costi delle tecnologie di integrazione

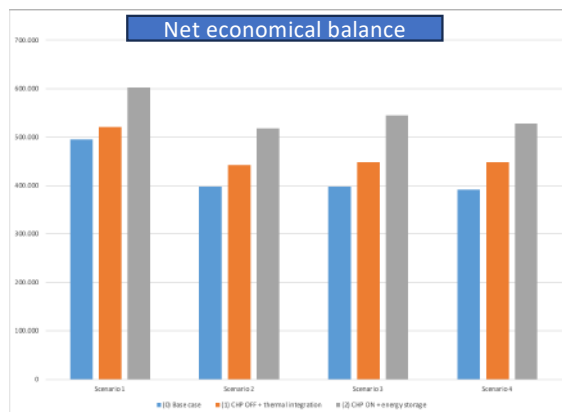
- Caldaie di integrazione
- Storage elettrico
- Storage termico



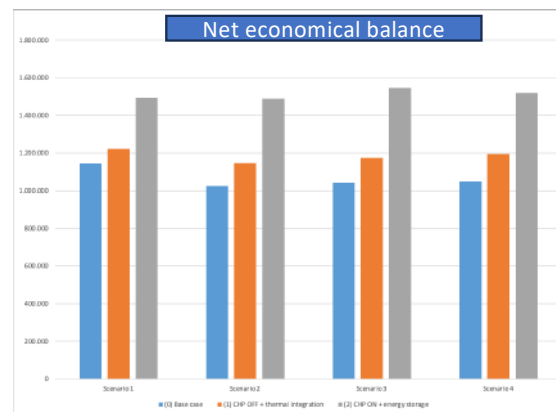
Type plant – CHP & Technology integration



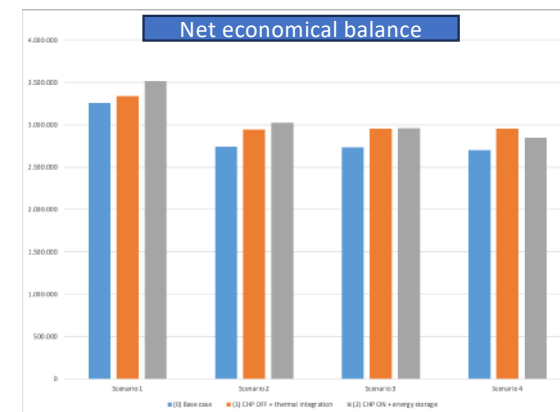
Micro



Medium



Large

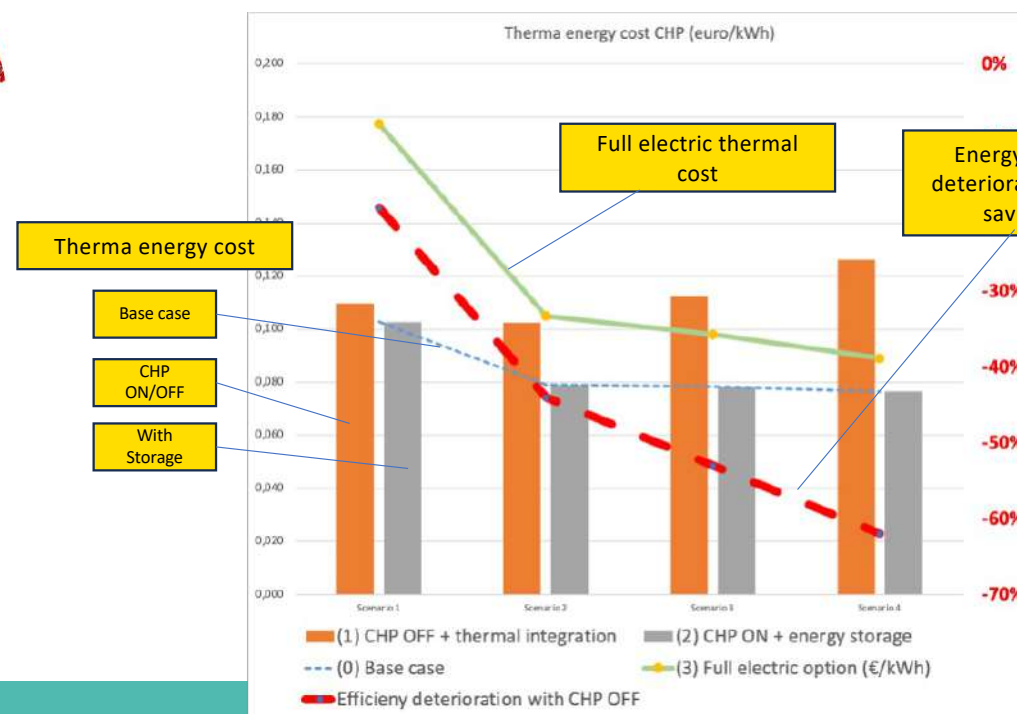
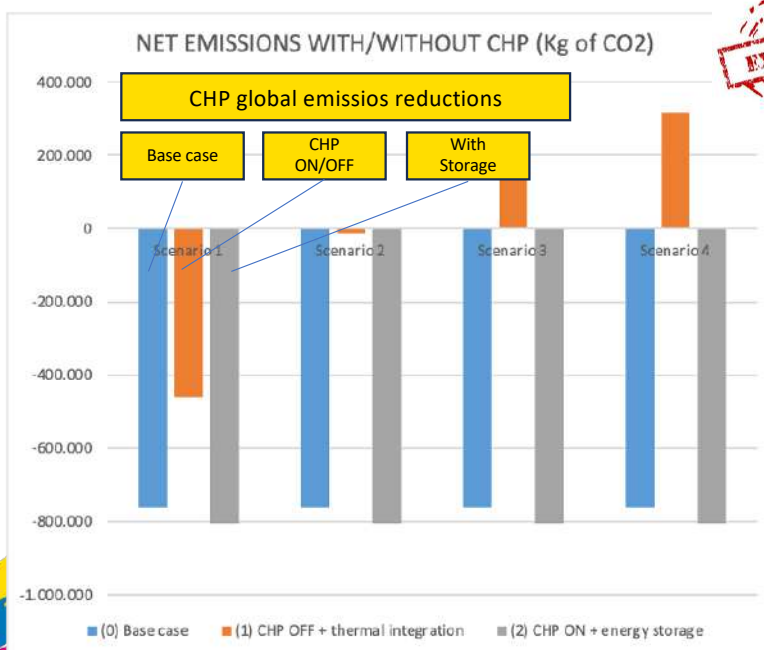


- La flessibilità si traduce in un costo per l'utente: il *net economical balance* peggiora con il crescere dell'entità della flessibilità indotta da scenari a sempre più elevata penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili (il base case è un puro funzionamento termico-segue senza alcuna flessibilizzazione dello scambio elettrico con la rete)
- Il costo della flessibilità dipende dai costi delle tecnologie di integrazione: Caldaie di integrazione / Storage elettrico / Storage termico
- Tra i diversi scenari gioca un ruolo determinante l'evoluzione del prezzo del gas anche se è sempre rispettato il trend delle differenze di costo tra i vari casi di funzionamento per singolo scenario

COSA ANDIAMO POI A MISURARE ?



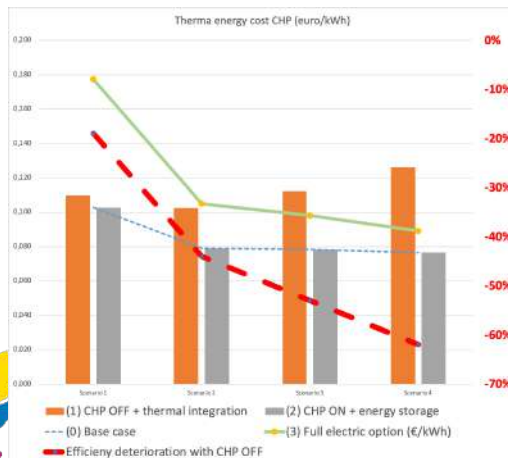
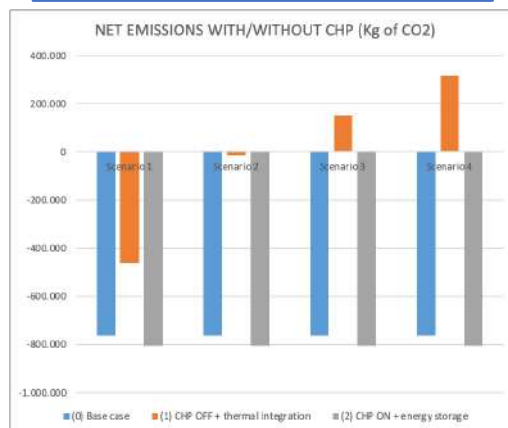
- La riduzione delle emissioni di CO₂ nei diversi casi di funzionamento – la CHP, a pari energia fornita all'utente, consente un risparmio di emissioni di CO₂ legata al risparmio di energia primaria
- Il costo dell'energia termica per l'utente finale nei diversi casi di funzionamento in rapporto anche all'alternativa termica-full-electric
- La perdita di efficienza di conversione (differenza tra PES) nella condizione CHP on/off rispetto alla condizione di CHP-on (base/flessibile)



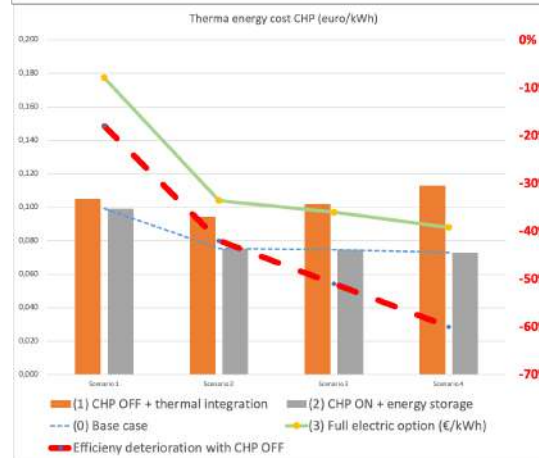
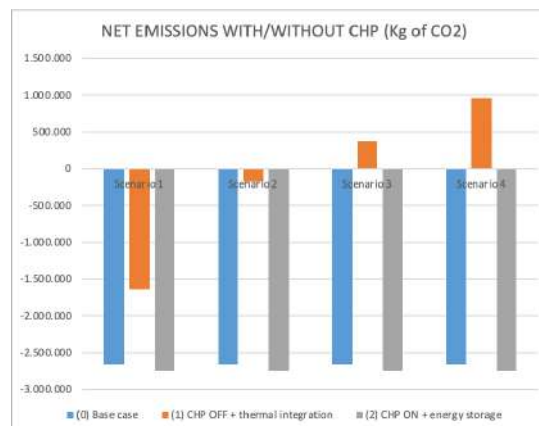
Type plant – CHP & Technology integration



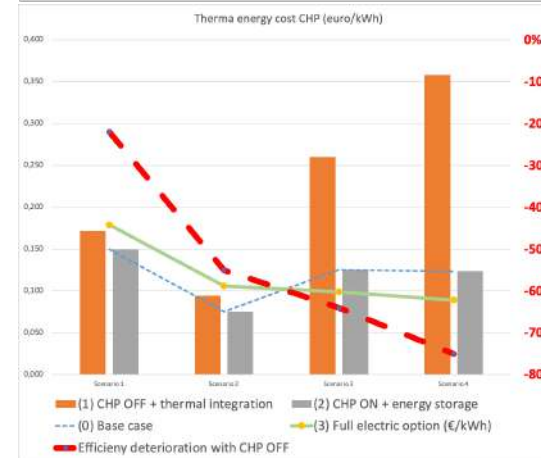
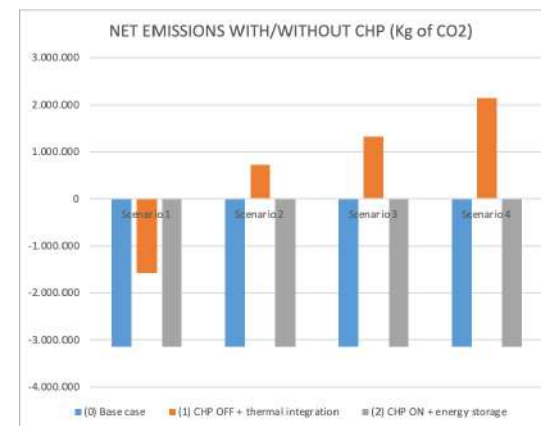
Micro



Medium



Large



COSA POSSIAMO CONCLUDERE IN VIA PRELIMINARE

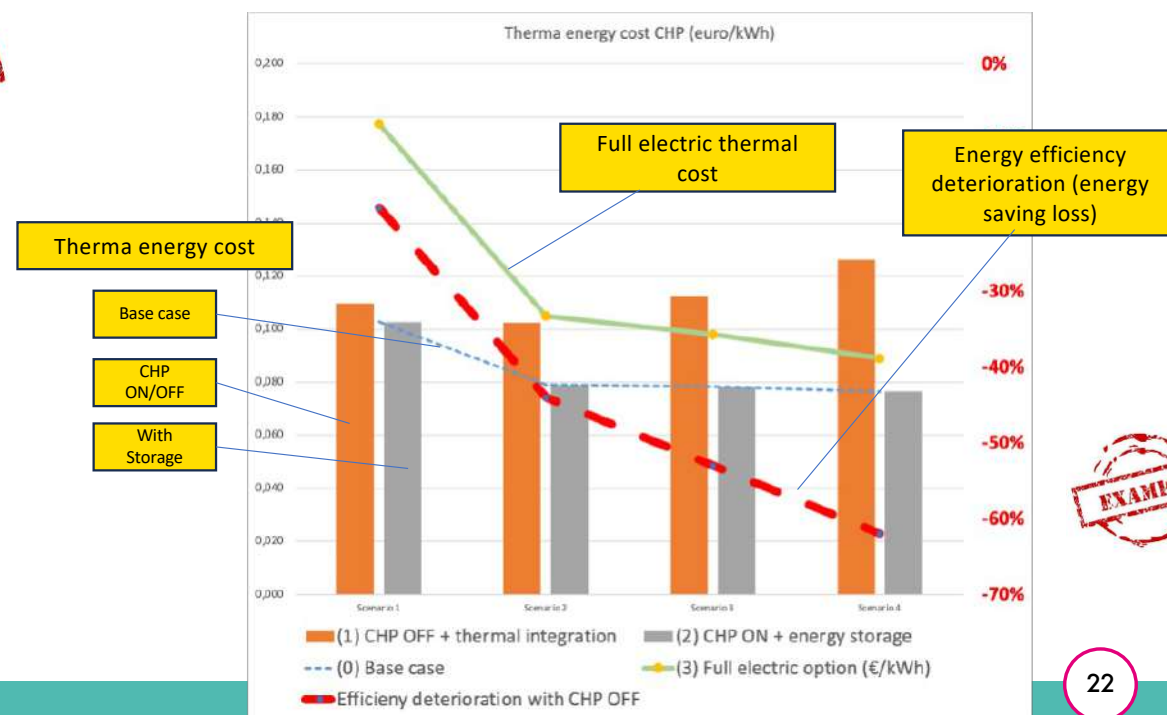
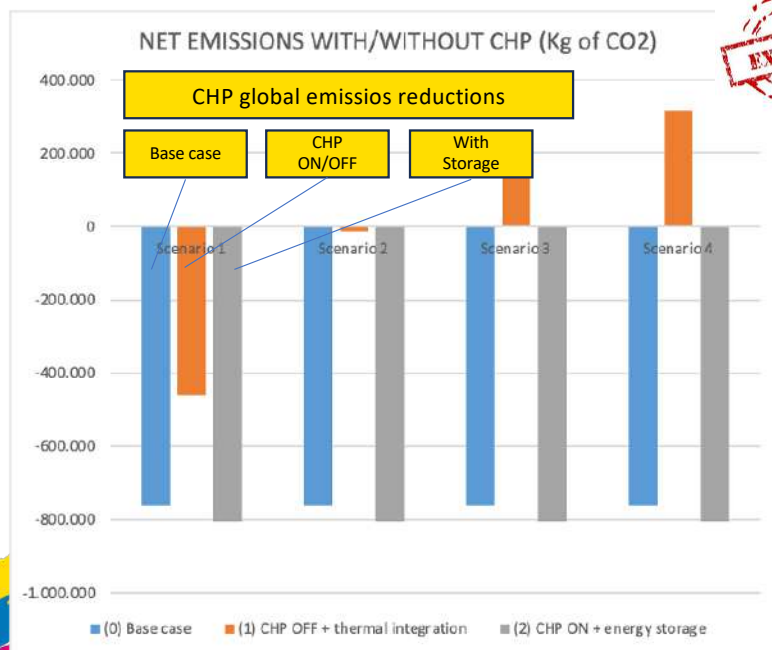


La condizione ottimale di gestione della flessibilità è quella che prevede l'utilizzo dello storage consentendo alla cogenerazione la continuazione del servizio termico-segue per l'utente

Si dimostra che questa è sempre la condizione migliorativa in termini di:

- Mantenimento dell'efficienza di sistema
- Riduzione delle emissioni

Per gli scenari di maggior interesse (2 e 3) l'alternativa full electric risulterebbe non essere (quasi) mai competitiva rispetto alla CHP flessibile con storage



Escludendo la possibilità di utilizzo di PdC

..... l'alternativa elettrica per la produzione di calore è sempre antieconomica rispetto alla cogenerazione (a meno di casi estremi)

Al fine di flessibilizzare la cogenerazione

..... non alimentare carico elettrico interno e non immettere in rete quando il prezzo di mercato dell'energia elettrica è inferiore al costo di produzione interno di energia elettrica

spegnere la cogenerazione e utilizzare fonti integrative di combustione al posto di mantenere in esercizio la cogenerazione integrata con un servizio di storage (elettrico/termico)

- è comunque sempre antieconomico per il cliente
- peggiora sempre le prestazioni globali di sistema in termini di risparmio di energia primaria e di emissioni evitate



Local use of CHP electricity



**L'energia a prezzo zero sul mercato si verifica in maniera non prevedibile nel medio termine
La gestione del rischio prezzo si mitiga con strumenti di contrattazione di lungo termine (indicizzati/non indicizzati)**

Un meccanismo PPA fisserebbe il prezzo della transazione al variare del prezzo di mercato (il prezzo in questo caso non va mai a zero)

Quando anche il prezzo quartorario va a zero, il meccanismo di sostegno del Cfd trasla tra le voci della bolletta (materia prima / oneri) il costo di produzione. In un modo o in un altro l'utente paga il costo di produzione dell'energia elettrica prelevata da rete

**(ad es.) FER-X, FV, long-time-value 54 €/MWh
40% di sconto su tariffa di riferimento a 90 €/MWh**



Costi di rete e di sistema associati alla disponibilità di energia elettrica



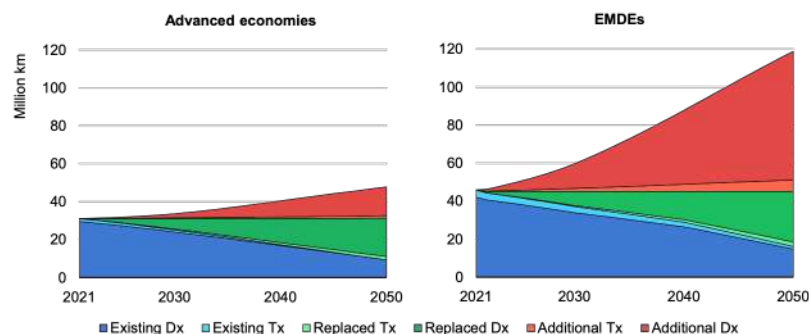
Serve riferirsi al costo per l'utente per la piena disponibilità dell'energia elettrica che include il costo delle reti/bilanciamento/adequatezza (e costi di sistema)



La crescente elettrificazione è fonte di incremento dei costi di rete/sistema elettrico



Grid length development in the Announced Pledges Scenario by regional grouping, 2021-2050



IEA. CC BY 4.0.

Notes: Dx = distribution; Tx = transmission.
Source: IEA (2022), [World Energy Outlook 2022](#).

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/ea2ff609-8180-4312-8de9-494bcf21696d/ElectricityGridsandSecureEnergyTransitions.pdf>

A quale conclusione si giunge ?



L'energia utile a costo zero NON ESISTE

Il processo di elettrificazione richiede

- Sempre maggiore disponibilità di energia elettrica
- Energia elettrica che deve essere rinnovabile





- Si assumono per la CHP
- prezzo del gas attuale
 - oneri di rete e di sistema gas
 - onere compensazione CO2 utilizzo del gas
 - l'attuale media 2026 degli oneri di sistema che incorpora l'effetto del DL bollette

Si calcola il costo di produzione carbon-free dell'energia elettrica da CHP e si intende valutare se tale energia in autoapprovvigionamento sia o no competitiva rispetto ad un approvvigionamento da rete

Economics CHP on-site – Condizioni attuali

Prezzo gas (€/MWh)	50
Oneri rete e sistema gas (€/MWh)	16
Compensazione emissioni (€/MWh)	15
Prezzo gas prelevato da rete (€/MWh)	81

CHP production parameters (CHP ON - Thermal driven)				
Useful life of investment (years)		10		
Operation hours (h/year)	OFF			
	Electricity	Thermal	Total	
Rated power (kW)	500			
Yield	0,30	0,40		
Energy production	2.215.300	4.430.600	6.645.900	
Gas supplied form grid (kWh)	2.461.444	4.922.889	7.384.333	
Gas supply expense (€/year)	199.377	398.754	598.131	
Maintenance costs				
	(€/kW)	300		
	(€/anno)	50.000	100.000	150.000
Investment costs				
	(€/kW)	1.000		
	(euro)	166.667	333.333	500.000
Production cost (LOCE)				
(€/kWh)	0,11257	0,12009		eta tot
(€/MWh)	112,57	120,09		90%



Rete Vs. Autoapprovvigionamento

Si prova che l'energia elettrica carbon-free da CHP on-site e in autoapprovvigionamento è competitiva rispetto ad un approvvigionamento da rete

DA RETE

Autoconsumo	NO
Potenza (kW)	1.000
Prelievo annuo (kWh)	1.000.000
Perdita	5,0%
Costo acquisto EE da rete (€/kWh)	0,054
Costo produzione on-site (€/kWh)	0,113
Costo compensazione emissioni (€/kWh)	0,02

Tipologia di utenza: MTA2: Altre utenze in media tensione con pote

TOTALE ONERI E RETE			Dispacciamento	Mercato Capacità	Energia
Quota fissa	Quota potenza	Quota energia	Quota energia	Quota energia	Quota energia
euro/punto di prelievo/anno	euro/kW per anno	euro/kWh	euro/kWh	euro/kWh	euro/kWh
1270,888	51,4745	0,047845	0,01	0,005	0,1048

Corrispettivi unitari energia elettrica da rete			Quota risparmio autoconsumo (SCSI)
Quota fissa	Quota potenza	Quota energia	Quota energia
euro/punto di prelievo/anno	euro/kW per anno	euro/kWh	euro/kWh
1270,888	51,4745	0,116845	0,042845

Quota fissa	Quota potenza	Quota energia
€/anno	€/anno	€/anno
1.270,89	51.474,50	122.687,25

Costo finale energia elettrica: 175.432,64

Approvvigionata da rete

Da rete	175.433	
Autoconsumo	165.316	-5,8%

IN AUTOCONSUMO

Autoconsumo	SI
Potenza (kW)	1.000
Prelievo annuo (kWh)	1.000.000
Perdita	5,0%
Costo acquisto EE da rete (€/kWh)	0,054
Costo produzione on-site (€/kWh)	0,113
Costo compensazione emissioni (€/kWh)	0,02

Tipologia di utenza: MTA2: Altre utenze in media tensione con pote

TOTALE ONERI E RETE			Dispacciamento	Mercato Capacità	Energia
Quota fissa	Quota potenza	Quota energia	Quota energia	Quota energia	Quota energia
euro/punto di prelievo/anno	euro/kW per anno	euro/kWh	euro/kWh	euro/kWh	euro/kWh
1270,888	51,4745	0,047845	0,01	0,005	0,1126

Corrispettivi unitari energia elettrica da rete			Quota risparmio autoconsumo (SCSI)
Quota fissa	Quota potenza	Quota energia	Quota energia
euro/punto di prelievo/anno	euro/kW per anno	euro/kWh	euro/kWh
1270,888	51,4745	0,175415307	0,042845

Quota fissa	Quota potenza	Quota energia
€/anno	€/anno	€/anno
1.270,89	51.474,50	112.570,31

Costo finale energia elettrica: 165.315,69

Autoapprovvigionamento

Cosa può succedere in futuro ?



FER-X e PPA congelano il valore dell'energia elettrica (materia prima da rete) nel lungo termine



Il costo della rete elettrica e degli oneri di sistema potrebbe aumentare sulla scorta della crescente elettrificazione. Il costo del dispacciamento potrebbe aumentare.



La materia prima gas si riduce, aumenteranno però i costi degli oneri per il crescente sostegno a biometano ed efficienza energetica. Cresceranno gli oneri per la condizione carbon-free



Parametri

- Costo rete ed oneri elettrici + 20%
- Dispacciamento + 10%
- Gas da 50 a 30 €/MWh
- Costi rete/oneri gas + 8€/MWh
- Costo carbon-free EUA a 100 eur/ton (20 €/MWh gas)



Rete Vs. Autoapprovvigionamento (scenario futuro)

Lo scenario futuro conferma l'ipotesi iniziale

Autoconsumo	NO
Potenza (kW)	1.000
Prelievo annuo (kWh)	1.000.000
Perdite	5,0%
Costo acquisto EE da rete (€/kWh)	0,054
Costo produzione on-site (€/kWh)	0,105
Costo compensazione emissioni (€/kWh)	0,02

TOTALE ONERI E RETE			Dispacciamento	Mercato Capacità	Energia
Quota fissa	Quota potenza	Quota energia	Quota energia	Quota energia	Quota energia
euro/punto di prelievo/anno	euro/kW per anno	euro/kWh	euro/kWh	euro/kWh	euro/kWh
1397,9768	56,62195	0,0526295	0,011	0,005	0,0540

Tipologia di utenza: MTA2 Altre utenze in media tensione con potenza

Corrispettivi unitari energia elettrica da rete			Quota risparmio autoconsumo (SCSI)
Quota fissa	Quota potenza	Quota energia	Quota energia
euro/punto di prelievo/anno	euro/kW per anno	euro/kWh	euro/kWh
1397,9768	56,62195	0,1226295	0,0466295

Quota fissa	Quota potenza	Quota energia
€/anno	€/anno	€/anno
1.397,98	56.621,95	128.746,98

Costo finale energia elettrica: 186.780,90

Approvvigionata da rete



Autoconsumo	SI
Potenza (kW)	1.000
Prelievo annuo (kWh)	1.000.000
Perdite	5,0%
Costo acquisto EE da rete (€/kWh)	0,054
Costo produzione on-site (€/kWh)	0,105
Costo compensazione emissioni (€/kWh)	0,02

Tipologia di utenza: MTA2 Altre utenze in media tensione con potenza

TOTALE ONERI E RETE			Dispacciamento	Mercato Capacità	Energia
Quota fissa	Quota potenza	Quota energia	Quota energia	Quota energia	Quota energia
euro/punto di prelievo/anno	euro/kW per anno	euro/kWh	euro/kWh	euro/kWh	euro/kWh
1397,9768	56,62195	0,0526295	0,011	0,005	0,1048

Corrispettivi unitari energia elettrica da rete			Quota risparmio autoconsumo (SCSI)
Quota fissa	Quota potenza	Quota energia	Quota energia
euro/punto di prelievo/anno	euro/kW per anno	euro/kWh	euro/kWh
1397,9768	56,62195	0,173422029	0,0666295

Quota fissa	Quota potenza	Quota energia
€/anno	€/anno	€/anno
1.397,98	56.621,95	104.792,53

Costo finale energia elettrica: 162.812,46

Autoapprovvigionamento



La cogenerazione on-site e carbon-free rimarrebbe un'opzione valida e competitiva rispetto all'approvvigionamento di energia elettrica green dalla rete anche in futuro

Le necessità di flessibilizzazione del sistema (cfr. prima parte dello studio) insieme a quanto sopra portano a considerare che nei periodi di basso carico residuo e basso prezzo il "trattenimento locale della produzione elettrica da CHP" è la modalità che non fa perdere efficienza ed emissioni evitate

La disponibilità degli utenti a cogliere le opportunità di basso prezzo ci sono, ma gli utenti necessitano di gestire i rischi non di adottare un puro comportamento opportunistico

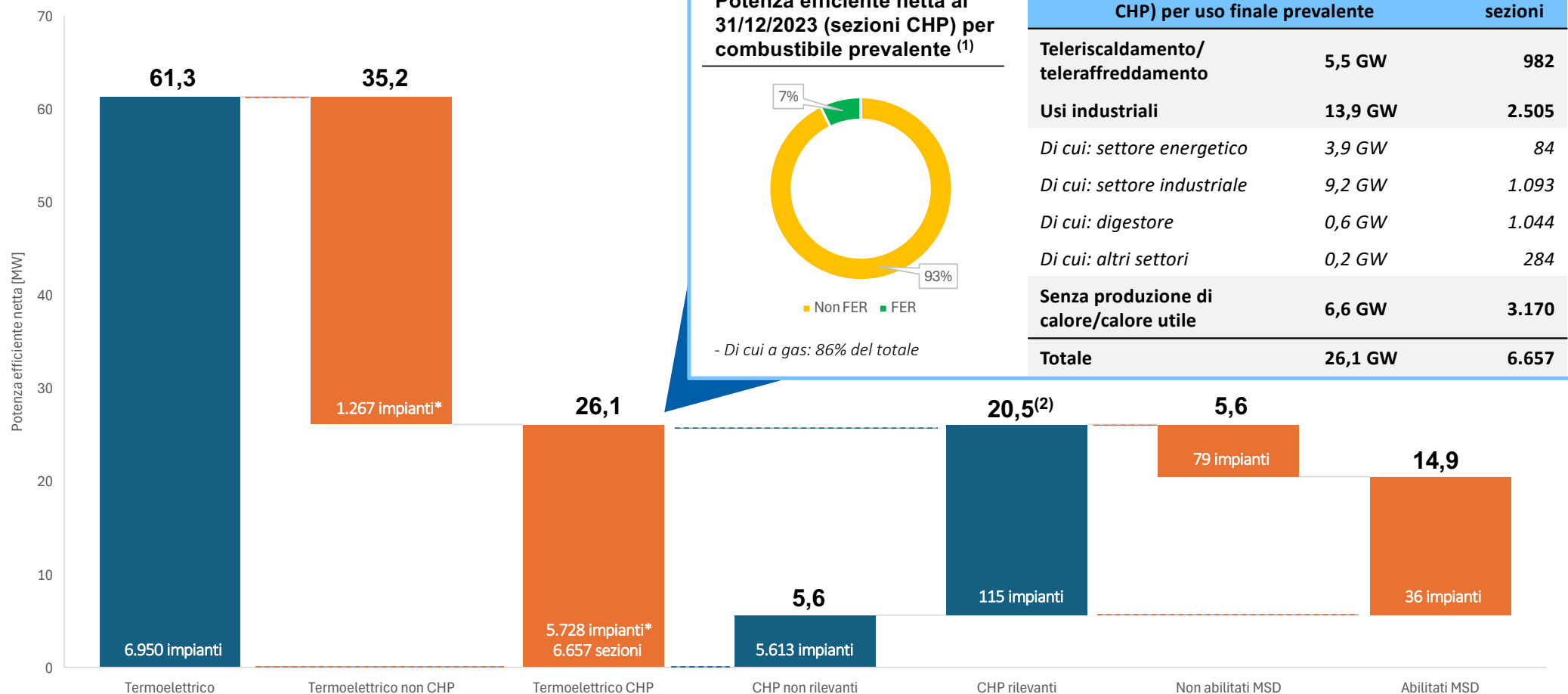
Quanto sopra suggerisce che la CHP può rendere disponibile energia elettrica (carbon-free) a processi integrati come CHP +

- PdC
- Tecnologie power-to heat
- Local green-hydrogen production

Infine: anche il calore prodotto sarebbe carbon-free

Dati di stato: la potenza efficiente netta del parco termoelettrico

Fotografia al 31 dicembre 2023



* Impianti che hanno almeno una sezione non CHP/CHP.

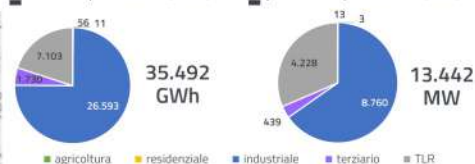
Quale sviluppo per la CAR in rapporto alla disponibilità di fuel rinnovabili

- Nel 2018 risultano impianti CAR per 13,4 GW elettrici, con calore cogenerato di 35,5 TWh (75% industria)

Mappa calore CAR per settore



Calore CAR per settore (GWh)



Capacità CAR per settore (MW)



Consumi CAR per fonte (%)

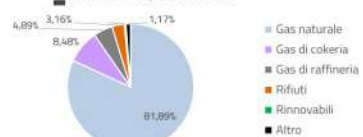
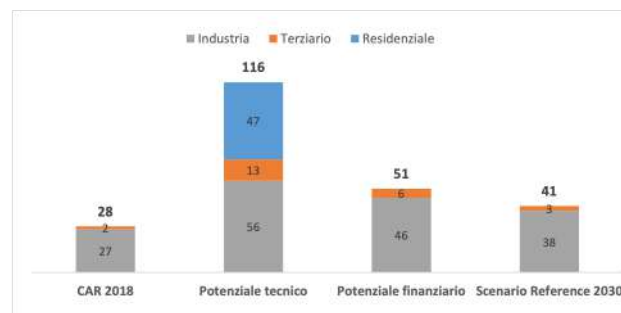


Figura 62 - Confronto tra livello attuale CAR (esclusi impianti CAR-TLR), potenziale tecnico, finanziario e scenario Reference (TWh)



iii. Proiezioni in considerazione delle politiche, delle misure e dei programmi attuali in materia di efficienza energetica, di cui al punto 1.2 ii), per il consumo di energia primaria e finale per ciascun settore almeno fino al 2040 (anche per il 2030)⁶²

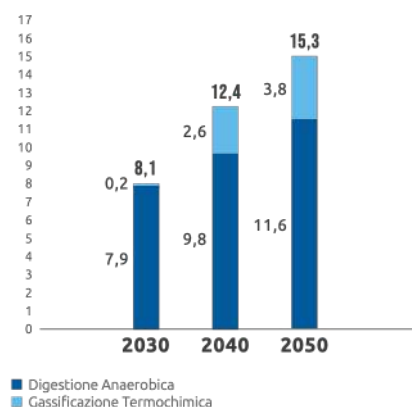
Il potenziale stimato di sviluppo della CAR porterebbe a nuovi 9 GW di potenza elettrica installabile.

Ma non vi è solo il comparto industriale

Quale rapporto con l'uso di fuel rinnovabili ?

biometano

(MILIARDI DI STANDARD METRI CUBI)



- Circa 7 mld di Smc di gas destinati alla CAR
- Considerata la CHP non sostituibile da altre tecnologie è HTA, a questa può essere destinata di diritto una quota di biometano per il rispetto dei limiti emissivi
- Rimane aperta la strada di altri fuel rinnovabili in blending con gas

Considerazioni finali

Indirizzi per le politiche di sostegno

- Necessario per la cogenerazione valorizzare la flessibilità efficiente e indirizzare l'uso dei fuel rinnovabili in cogenerazione
- obiettivo generale della transizione energetica deve essere la “riduzione efficiente delle emissioni” e non solo l'incremento di particolari forme di produzione
- la cogenerazione non consuma suolo e non disturba il paesaggio perché si inserisce nei siti dei consumatori e l'intensità energetica della CHP (energia/potenza installata) è tra le più alte a livello sistemico tra le tecnologie produttive che riducono l'emissione di CO2 globale
- la cogenerazione è una potenzialità da porre al centro nel processo della transizione energetica soprattutto per quei consumi non altrimenti decarbonizzabili in quanto soluzione efficiente per l'utilizzo dei fuel rinnovabili (risorsa scarsa)
- La cogenerazione non è una soluzione ponte, ma è una soluzione

La CHP si integra con altre tecnologie per accoppiarsi in maniera flessibile ed efficiente al sistema energetico

SISTEMI COGENERATIVI INTEGRATI (SCI)



GRAZIE PER L'ATTENZIONE!

ITALCOGEN

Via Scarsellini 11/13 - 20161 Milano
italcogen@anima.it | Tel. 02 45418399