

# La cogenerazione nella competizione per la produzione efficiente di energia elettrica

Eros TASSI

---

**CESI**

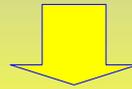
"2a giornata sull'efficienza energetica nelle industrie, 30 maggio 2007

## sommario

1. **La Direttiva 2004/08/CE**
2. **La cogenerazione in Italia**
3. **Il teleriscaldamento cogenerativo: potenziale nazionale e caso studio**
4. **Implicazioni economico finanziarie**
5. **L'opzione della trigenerazione**
6. **Applicazioni civili**
7. **Applicazioni industriali**
8. **CONCLUSIONI**

## La Direttiva 2004/08/CE

- CE promuove la liberalizzazione dei mercati energia elettrica e del gas
- Due direttive espressamente dedicate (96/92 e 98/30)
- Diverse altre strettamente pertinenti, tra cui la 2004/08 sulla cogenerazione



- **Direttiva 2004/08/CE: relativa alla promozione della cogenerazione basata sulla domanda utile di calore nel mercato interno dell'energia**
- **Afferma l'efficacia della cogenerazione ai fini del risparmio energetico, del contenimento dell'effetto serra, della sicurezza fornitura energetica, dello sviluppo competitivo del mercato dell'energia elettrica**
- **Dichiara che il potenziale della cogenerazione a tali fini è sottoutilizzato**
- **Raccomanda ai Paesi Membri:**
  - **promozione e incentivazione della cogenerazione**
  - **programmazione di controlli sul suo potenziale e sulla sua penetrazione.**

## Criteria di riconoscimento e benefici previsti

- Dalla 2004/08/CE, ciascun Paese membro definisca le proprie modalità attuative per riconoscimento cogenerazione e misure promozionali associate.
- In Italia le condizioni per il riconoscimento della cogenerazione sono per ora definite dalla delibera 42/02 .
- Benefici competitivi: 1) diritto all'immissione prioritaria in rete dell'energia elettrica generata, 2) non obbligo di proporzionale corresponsione di Certificati Verdi
- Avviato procedimento per l'attuazione della 2004/08 (delibera 91/07 e DLgs 20/07)

**Il riconoscimento di cogenerazione non è di per sé una condizione sufficiente a garantire una prestazione economica soddisfacente**

## La produzione da cogenerazione in Italia

fuel type	TWh
natural gas	61,4
process fuel	31,1
fuel oil	14,0
oil coke	2,3
gasoil	1,1
coal	0,9

type of plant	MW
CCGT	4966
Steam cycle	1103
Open cycle GT	462
Reciprocating engines	349

- 36 TWh elettrici prodotti da da CHP, combinati con 39 TWh termici
- Energia primaria consumata: 110TWh.
- Risparmi energetici primari: 35TWh
- 15% dell'energia elettrica da impianti termoelettrici;
- 12% dell'intera generazione

(Dati GRTN relativi al 2004)

## Potenzialità Cogenerazione (CHP)

• Nei Paesi “cogenerativi” del Nord Europa, CHP si è coordinato con le esigenze del settore civile, mentre la tradizione cogenerativa in Italia è spiccatamente riferita al settore industriale. Eppure:

- Potenziale teleriscaldamento (TLR) cogenerativo nazionale:
  - volumetria civile > 1100 Mm<sup>3</sup>,
  - corrispondente a 6750 MW<sub>th</sub> cogenerativi installati.
  - 65% da combustibile fossile e per il 35% da RSU
- risparmio energia corrispondente: 1.8 Mtep annue  
*(ordine dell'1% dell'intero consumo nazionale di energia primaria)*
- minore emissione CO<sub>2</sub>: 8.2 Milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>.  
*(più di metà degli obiettivi Kyoto nazionali, 6.5% di 210Mt)*
- investimento associato: 13.5 miliardi di €, pianificato in 15 anni.

Tuttavia ad oggi la volumetria allacciata (144 Mm<sup>3</sup>) è di un ordine di grandezza inferiore

- cogenerazione vincolata al vettoriamento del calore;
- fondamentale considerare attentamente le caratteristiche anche topologiche della domanda termica.
- solo in casi di sufficiente densità energetica è possibile mitigare l'impatto economico che una rete di distribuzione estesa comporta.

**l'alimentazione del teleriscaldamento è un esempio critico**

## Potenziale legato a CHP-TLR

Diagramma di durata del carico termico

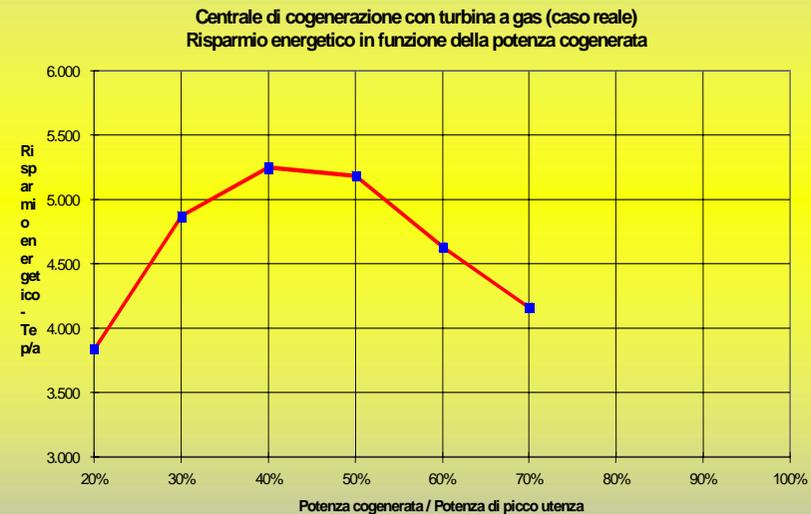
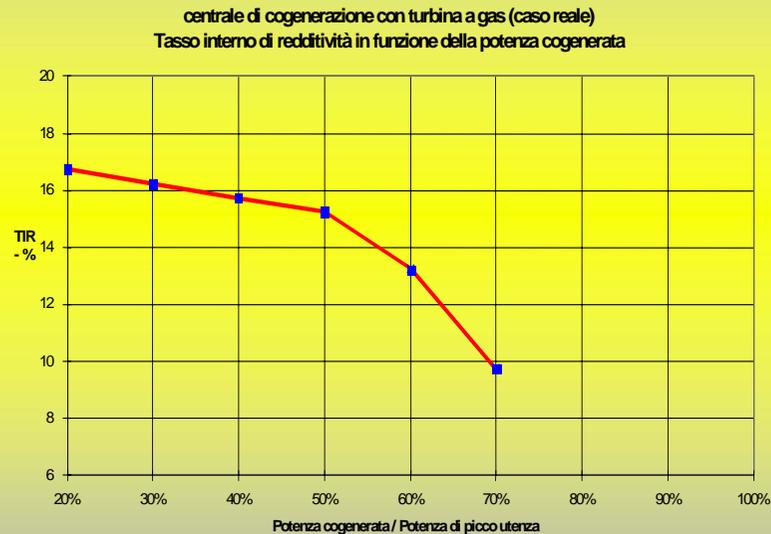


- città padana, circa 100000 abitanti, 30000 dei quali alimentabili TLR, oltre ad una quota di terziario; totale di circa 4.5 Mm<sup>3</sup>.
- 3 differenti ipotesi cogenerative basate su:
  1. Centrale termoelettrica di grosse dimensioni, preesistente
  2. Termovalorizzatore
  3. Impianto cogenerativo apposito basato su turbogas a ciclo aperto.

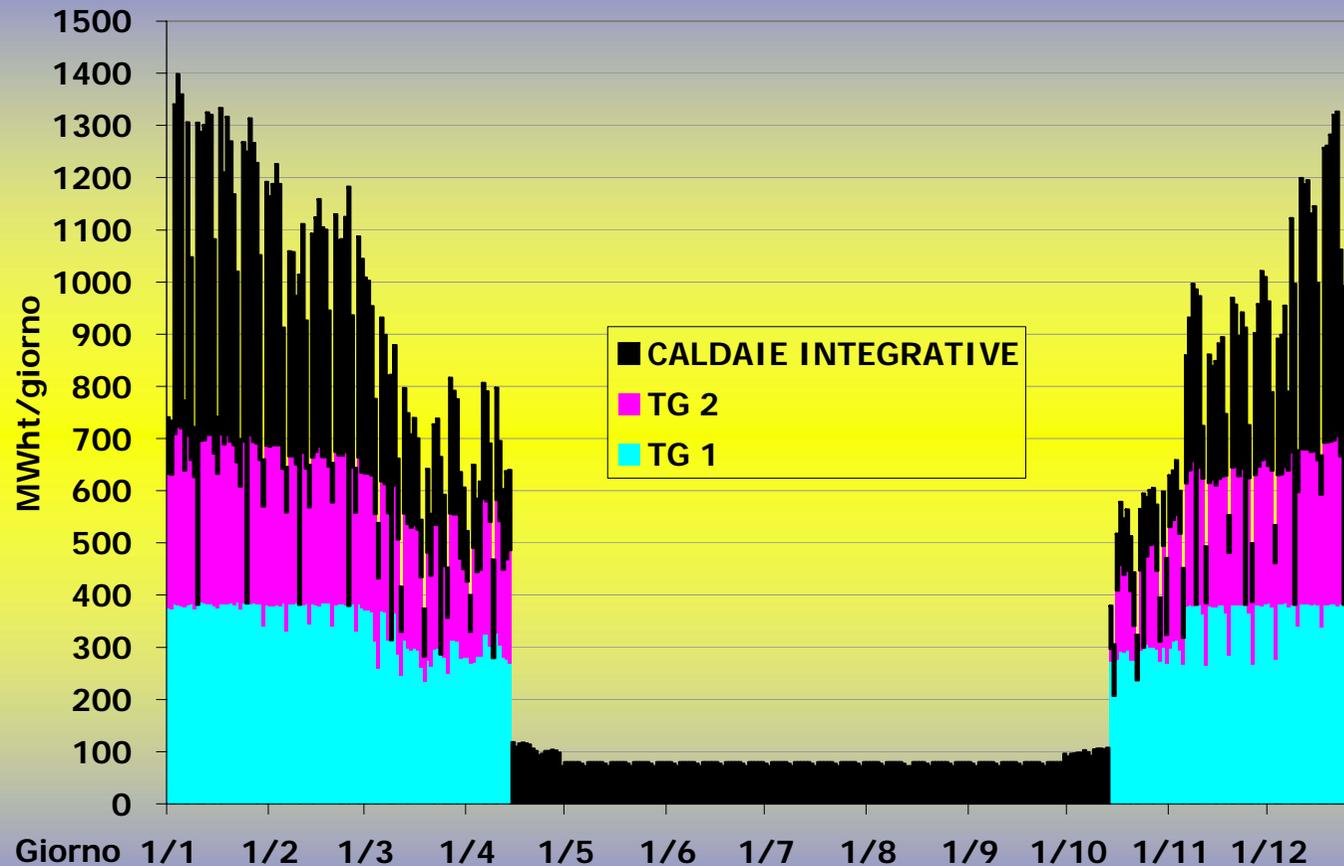
## Sensibilità al dimensionamento

La scelta della taglia più adeguata è un compromesso tra:

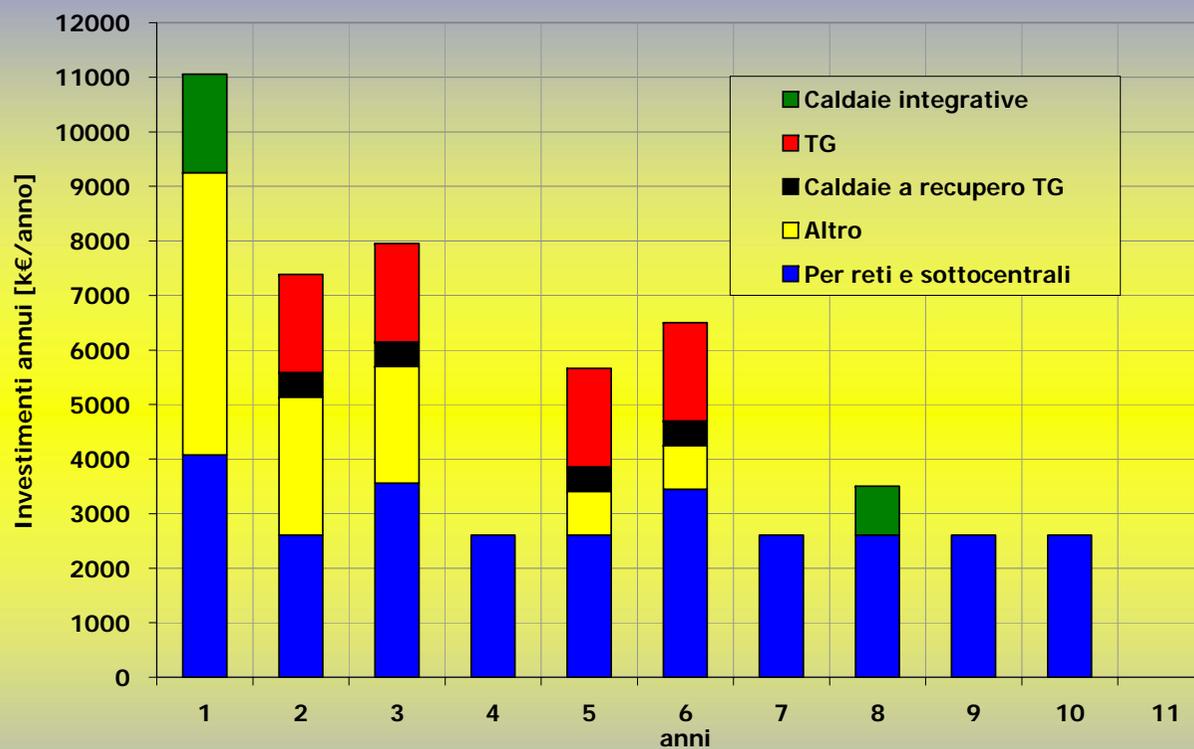
- fattori di scala e pieno utilizzo degli impianti
- ottimizzazione indici assoluti e relativi
- Scenari oggettivi e inclinazioni dei soggetti coinvolti nell'iniziativa



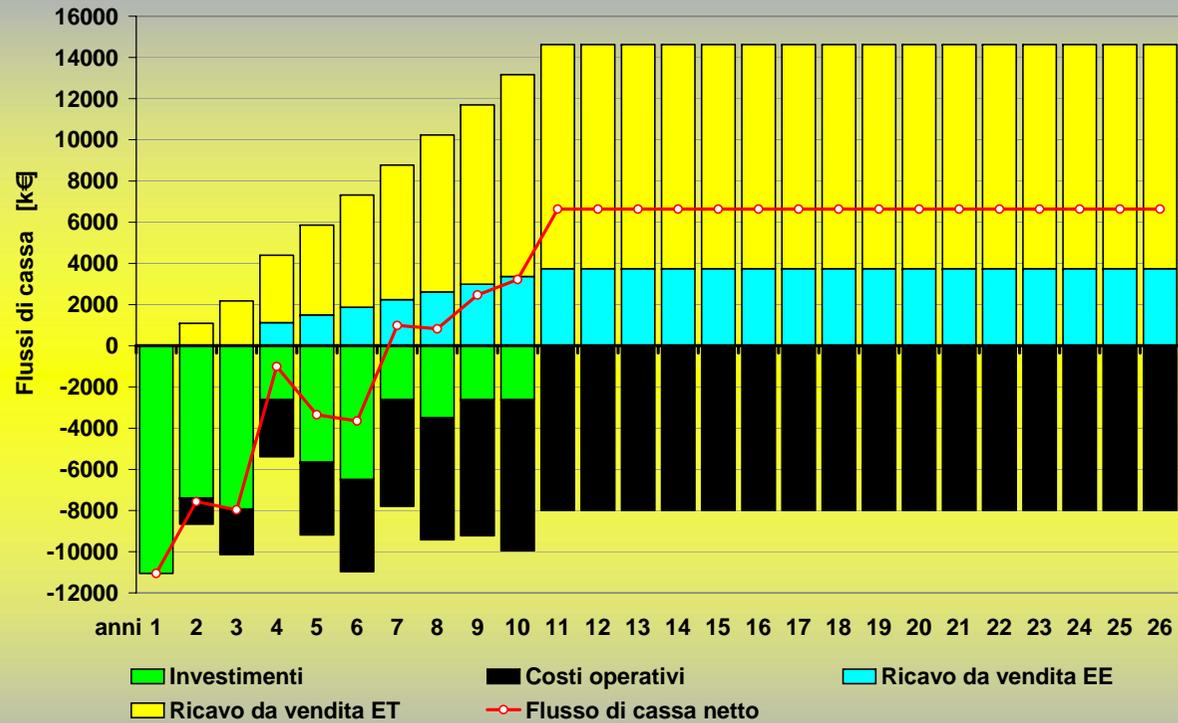
## Curve di utilizzo annuali nel caso con impianto CHP dedicato



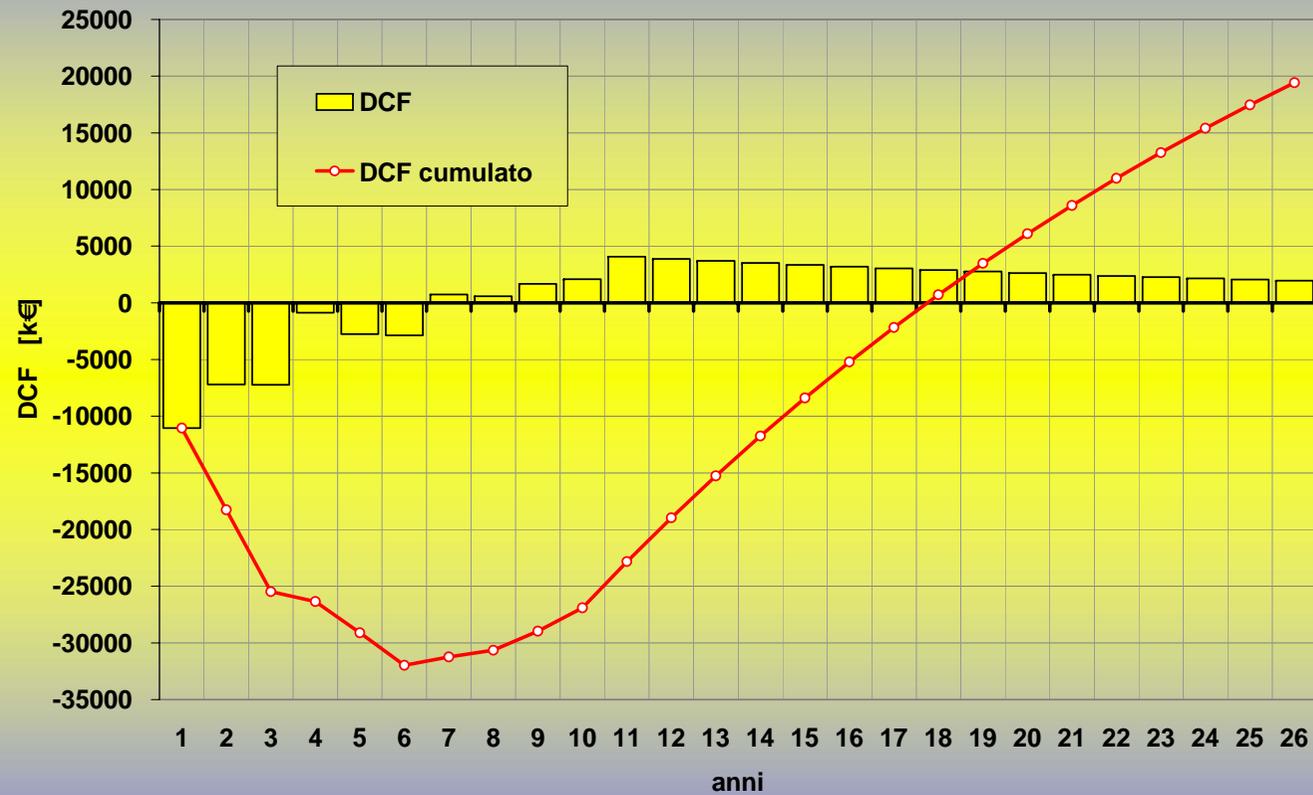
## Piano investimento pluriennale



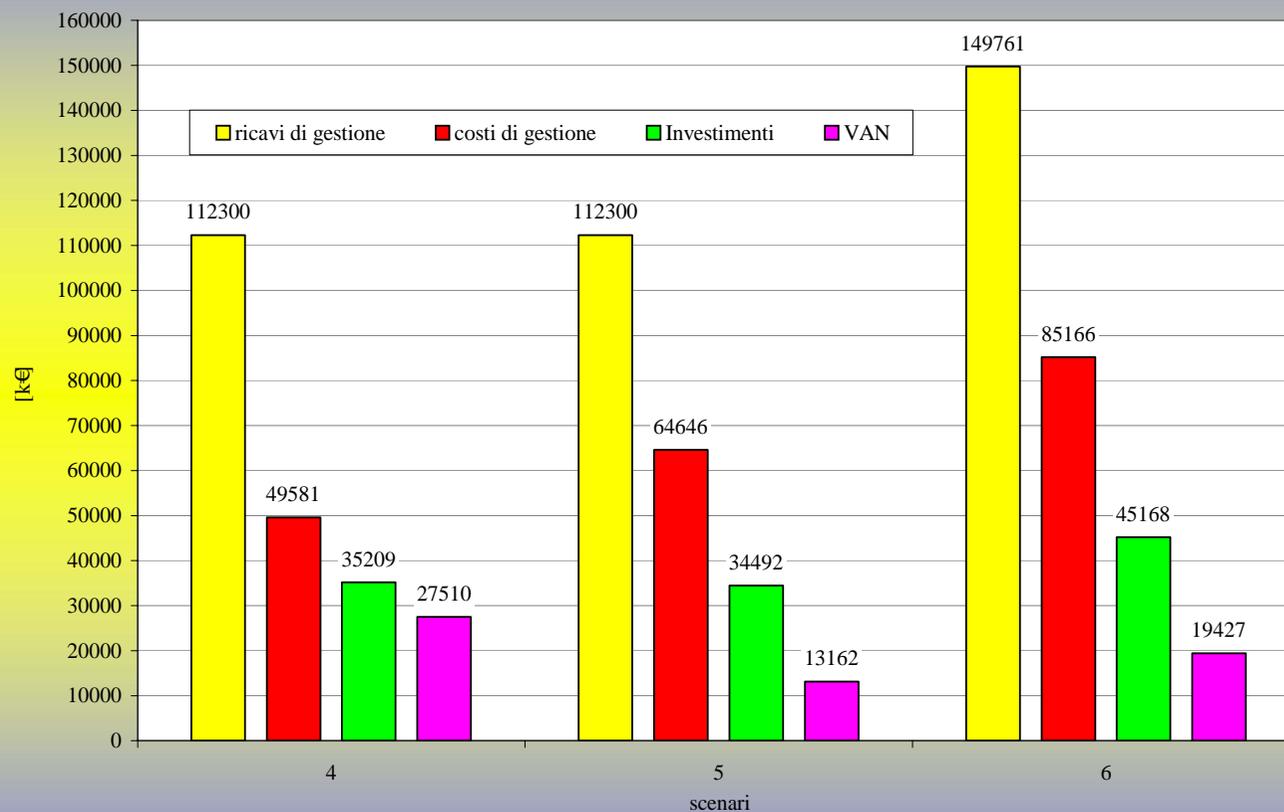
## Flussi di cassa disaggregati



## Flusso di cassa cumulado attualizzato



## I 3 casi a confronto economico



## Cenni su caratteristiche delle utenze

- diversi settori non residenziali interessanti per la cogenerazione; ospedali, centri commerciali, aeroporti, centri sportivi, grosse strutture pubbliche e del terziario in genere.
- l'autoproduzione può consentire alle iniziative rivolte ad utenze civili un notevole vantaggio fiscale sull'acquisto del gas naturale.
- investimenti relativamente notevoli, specie se l'energia non è abitualmente il core business dei soggetti coinvolti.
- necessario che le caratteristiche della domanda elettrica e termica siano idonee, cioè regolari ed estese il più possibile nell'arco dell'anno, dei giorni della settimana, nelle 24 ore.

## Piccoli gruppi di utenze residenziali

2002/91/CE raccomanda lo studio di fattibilità per la cogenerazione per nuovi edifici sopra i 1000 m<sup>2</sup> utili.

- rapporti T/E sbilanciati verso il termico
- difficoltà ad ottenere corrispettivi soddisfacenti per l'elettricità eccedente
- penalizzazioni nei fattori di scala: elevati investimenti specifici, bassi rendimenti elettrici
- domanda termica fortemente stagionale

## Utenze industriali

**Diverse caratteristiche da esaminare** (*ritmi produttivi, forma curve di carico, taglie della domanda, livelli termici, propensione/core business e fabbisogno energia termica ed incidenza dell'energia sul costo del prodotto*).

**Applicazioni industriali che tradizionalmente si prestano alla cogenerazione** (*ritmi produttivi continui, incidenza domanda termica e livelli termici appropriati, disponibilità reflui non energeticamente esausti, etc.*)

**Oggi:**

- *progresso tecnologie (aumento performance, trigenerazione, etc.)*
- *relativa apertura del mercato elettrico (migliori prospettive per l'energia elettrica eccedente)*

**opportunità estensione cogenerazione** *ad assetti e processi produttivi in passato non idonei, nonché a rivedere configurazioni cogenerative un tempo ottimali.*

## Trigenerazione

La trigenerazione può migliorare il fattore di utilizzo, ad esempio soddisfacendo domande di raffrescamento estivo;

- in pratica subentrano diversi aspetti non trascurabili;
- “teleraffrescamento”: sistema di produzione centralizzata di acqua refrigerata con trasporto della stessa fino alle utenze finali;
- dato il ridotto salto termico disponibile sull'utilizzatore finale, una rete di raffrescamento comporta dimensioni e costi di gran lunga maggiori;

Per questo motivo il teleraffrescamento si è sviluppato prevalentemente secondo una configurazione *impropriamente* definita come tale: gruppi frigoriferi ad assorbimento, alimentati dalla stessa rete di teleriscaldamento, producono energia frigorifera presso l'utenza finale.

## Trigenerazione

- Nemmeno questi sistemi sono esenti da criticità gestionali. Tra le più rilevanti:
  - Le unità ad assorbimento utilizzabili per TLR sono monostadio.
  - Anche per pochi frigo-assorbitori sulla rete si impone, esercizio alla massima temperatura possibile (pena drastica riduzione potenza frigorifera erogata).
  - Per rete di teleriscaldamento alimentata da motori alternativi, difficoltà per elevate temperature di ritorno.

## CONCLUSIONI

- Cogenerazione tradizionalmente sviluppata in Italia per applicazioni industriali.
- Notevole potenziale a livello nazionale per la cogenerazione abbinata al teleriscaldamento.
- Nuove opportunità per mutamenti di scenario.
- Freno da fattori economico-finanziari (tempi medio lunghi, investimenti rilevanti), e non corrispondenza propensioni.
- Diminuzione rischio "unitario" e reperimento capitali
- Possibilità di risposta veloce a crescenti difficoltà (Europa) risultanti da carenza di potenza installata e problemi sviluppo rete elettrica.

**Grazie per l'attenzione**