



UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI UDINE

***OTTIMIZZAZIONE DELLA CONFIGURAZIONE E DELLA
GESTIONE DI SISTEMI CHP COMPLESSI***

Coordinatore del dottorato: Ch.mo Prof. Piero Pinamonti

Relatore: Ch.mo Prof. Piero Pinamonti

Correlatore: Ch.mo Prof. Mauro Reini

dottorando: Melchiorre Casisi

a.a. 2006-2007



Nel lavoro di tesi è stato realizzato un modello matematico che, considerasse:

- le prestazioni termodinamiche delle macchine;**
- lo scambio dei flussi energetici all'interno della rete di teleriscaldamento;**
- i costi per l'acquisto del gas metano consumato, per l'acquisto dalla rete dell'eventuale energia elettrica integrativa, ed i ricavi per la vendita alla rete dell'energia elettrica autoprodotta e non autoconsumata.**

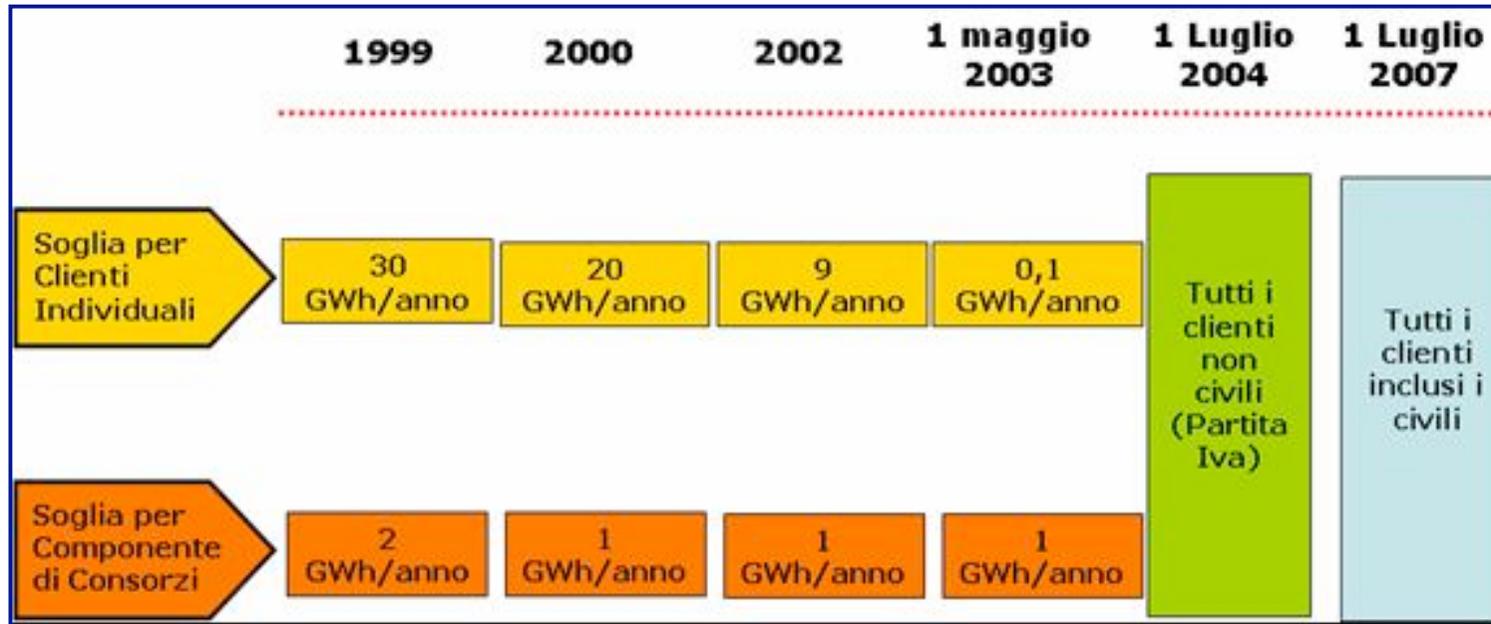


Contenuti del lavoro:

- **Mercato dell'energia elettrica e gas**
- **Politica di incentivazione in Italia**
- **Generazione distribuita**
- **Applicazione del modello matematico**
- **Presentazione dei risultati**
- **Conclusioni**



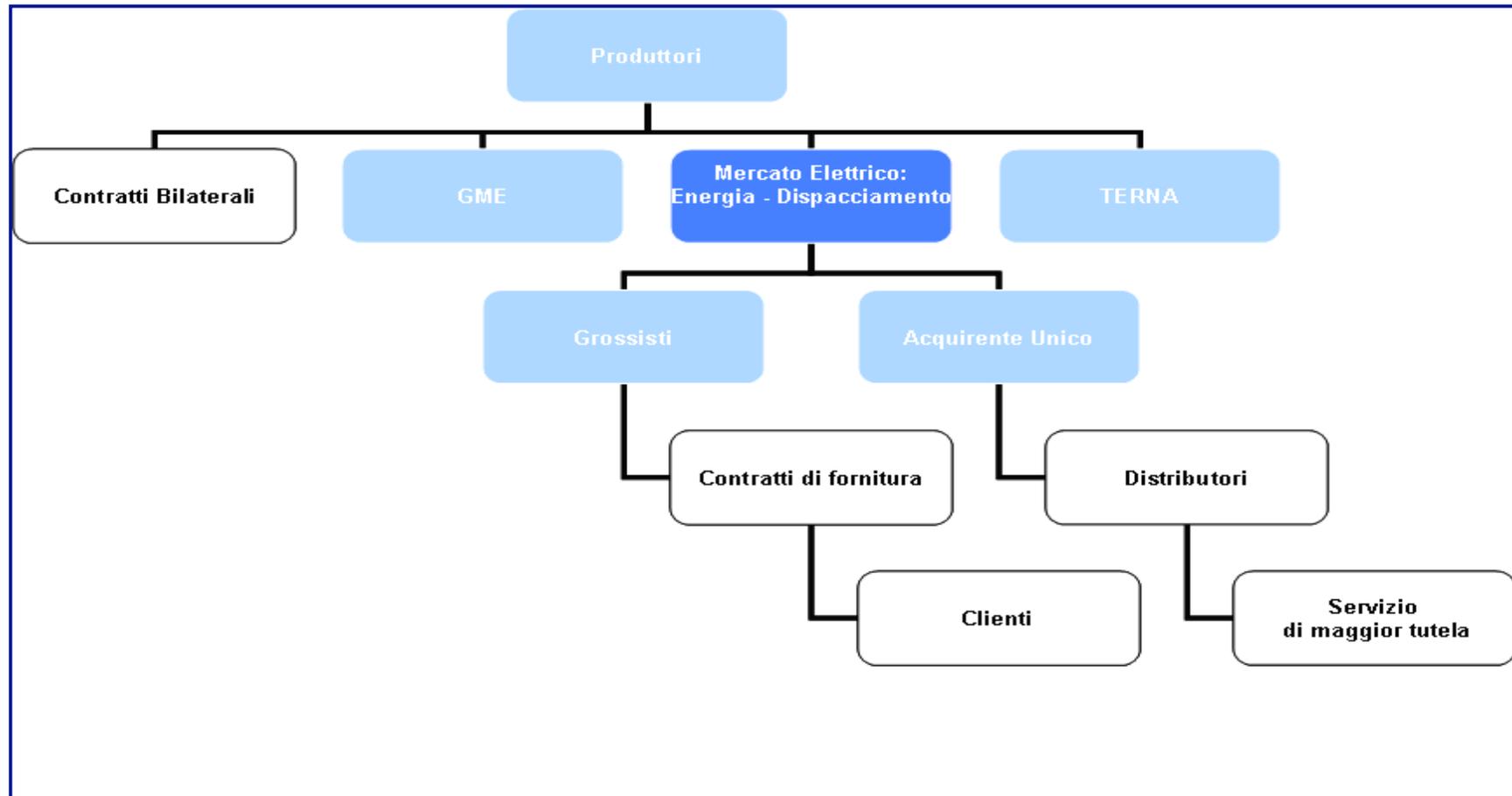
Mercato dell'energia elettrica :



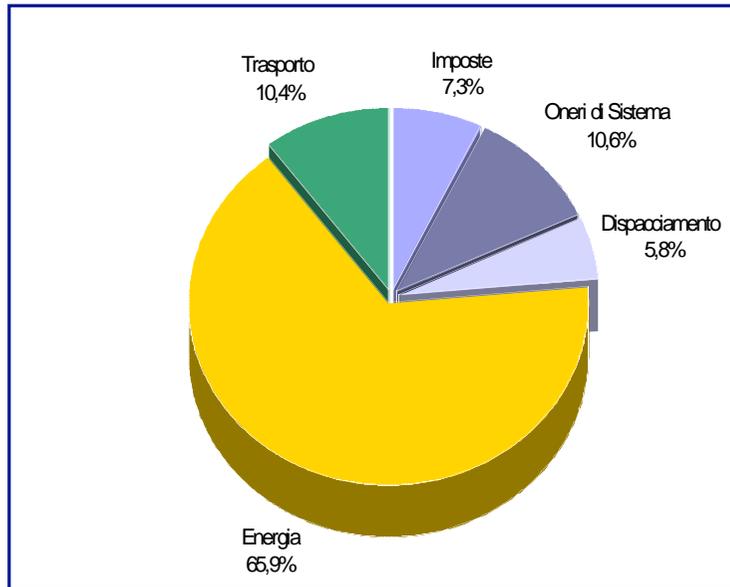
Il processo di liberalizzazione del mercato elettrico italiano è stato avviato con l'emanazione del D. Lgs. n. 79/99, che ha recepito nel nostro ordinamento la Direttiva Comunitaria 96/92/CEE.



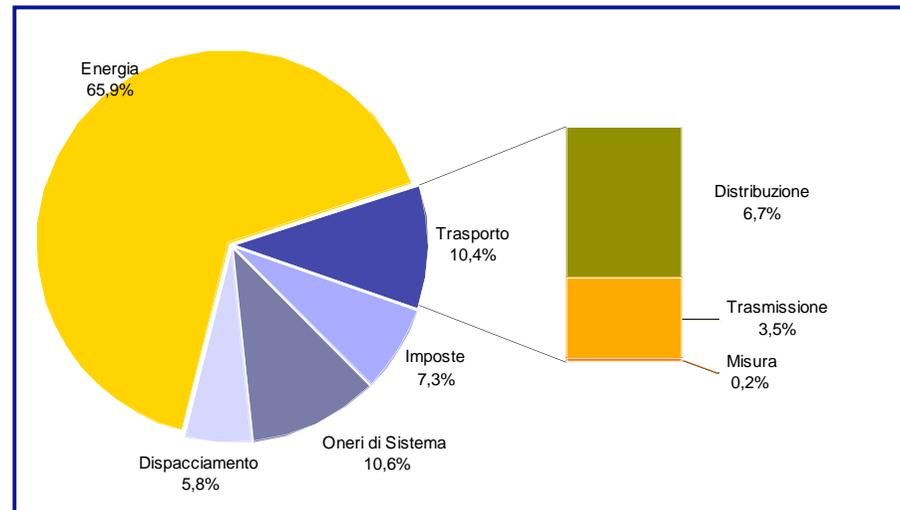
- **A partire dall'1 luglio 2007 il mercato dell'energia è completamente liberalizzato: tutti i clienti finali possono scegliere il proprio fornitore.**
- **Servizio di Maggior Tutela: si applica alle famiglie e ai piccoli consumatori (piccole imprese connesse in bassa tensione aventi meno di 50 dipendenti e fatturato annuo non superiore a 10 milioni di Euro)**
- **Servizio di Salvaguardia: si applica ai clienti che hanno contratti di energia elettrica in media ed alta nonché in bassa tensione(dall'1 maggio al 31 deicembre 2008 Exergia)**



Rappresentazione dei vari attori del mercato dell'energia



Composizione della bolletta elettrica per un cliente industriale



**Composizione della bolletta elettrica per un cliente industriale:
in evidenza il peso delle componenti della tariffa di trasporto**



Il mercato del gas:

La liberalizzazione del mercato del gas naturale in Italia è stato avviato dal d.lgs. n° 164/2000 conosciuto anche come Decreto Letta (in attuazione della direttiva n° 98/30/CE).

Il decreto stabilisce che:

- le attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale, sono libere;**
- dal 1° gennaio 2003 tutti gli utilizzatori di gas naturale sono idonei;**
- le imprese che trasportano il gas devono permettere l'accesso al sistema a coloro che ne facciano richiesta**



Filiera del gas in Italia [Fonte Snam rete gas]

Snam Rete Gas è il principale operatore italiano di trasporto e dispacciamento di gas naturale sul territorio nazionale, disponendo del 96% dell'intero sistema di trasporto.

I clienti di Snam Rete Gas sono gli Shipper che prenotano capacità nel sistema di trasporto di Snam Rete Gas per destinare quantitativi di gas immessi a proprio titolo in base alle loro esigenze



Politica di incentivazione in Italia:

- scambio sul posto
- conto energia
- certificati verdi
- certificati bianchi
- cogenerazione ad alto rendimento
- accise agevolate



Scambio sul posto:

L'A.E.E.G. ha disciplinato il servizio di scambio sul posto per gli impianti di potenza nominale fino a 20 kWp alimentati da fonti rinnovabili. (Del. n. 28/06)

“Il servizio di scambio sul posto consente, di operare un saldo netto tra le immissioni in rete dell'energia elettrica prodotta e i prelievi di energia elettrica dalla rete nei casi in cui il punto di immissione e di prelievo dell'energia elettrica scambiata coincidano”.



I vantaggi dello Scambio sul posto sono:

- semplificazioni e minori costi per i soggetti che aderiscono a tale regime;

I costi di trasporto e di dispacciamento dell'energia scambiata rimangono in capo al sistema elettrico e devono quindi essere scaricati sugli altri clienti.

Lo scambio sul posto presenta vantaggi qualora, su base triennale, il consumo di energia elettrica risulti mediamente pari o superiore alla produzione



Conto energia:

Sistema di incentivazione in conto energia per gli impianti fotovoltaici definito con:

- D.M. 28 luglio 2005, D.M.6 febbraio 2006, il diritto all'incentivo si basava sui dati di progetto degli impianti con potenza, 1kWp-1.000kWp;
- D.M. 19 febbraio 2007, il diritto all'incentivo si basa sulla quantità di energia prodotta dagli impianti con potenza >1kWp



Il D.M. 19 febbraio 2007 ha rivisto i valori dell'incentivo, da erogare per i primi 20 anni di esercizio dell'impianto:

Potenza nominale impianto [kWp]	Impianti "non integrati"	Impianti "parzialmente integrati"	Impianti "con integrazione architettonica"
1 -3	0,40 €/kWh	0,44 €/kWh	0,49 €/kWh
3 -20	0,38 €/kWh	0,42 €/kWh	0,46 €/kWh
> 20	0,36 €/kWh	0,40 €/kWh	0,44 €/kWh

Valori applicabili ad impianti che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2008



Per gli impianti fotovoltaici con potenza nominale compresa tra 1 e 20 kWp è possibile optare per il servizio di scambio sul posto o per la cessione in rete dell'energia prodotta.

Nella cessione dell'energia elettrica in rete, è possibile cedere in rete l'energia non consumata in loco vendendola al gestore di rete ovvero sul libero mercato



Certificati verdi:

I certificati verdi attestano la produzione di energia da fonte rinnovabile.

Ogni certificato verde è riferito a 1 MWh di energia elettrica prodotta su base annuale.

Il valore commerciale effettivo del CV dipende dalla libera contrattazione tra i produttori di energia rinnovabile e gli acquirenti (soggetti obbligati) .



anno di riferimento	valore dei CV negoziati (MWh)	prezzo medio cumulato (€/MWh) IVA inclusa	prezzo medio cumulato (€/MWh) IVA esclusa	volume totale CV negoziati (n. CV)	controvalore (€)
2003	100	98,88	82,4	20.775	205.431.760
2004	50	116,83	97,35	22.921	133.893.022
2005	50	130,85	109,04	8.065	52.765.263
2006	50	144,23	120,19	9.813	70.766.450
2007	50	115,78	96,48	1.255	7.265.195
2008	50				

Dati della contrattazione dei certificati verdi (Fonte GME)

Sono obbligati gli importatori ed i produttori di energia da fonti non rinnovabili che per il 2007 devono immettere:

- una quota di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile (pari al 3,80%) dell'energia elettrica prodotta o importata da fonte non rinnovabile eccedente i 100 GWh.



I titoli di efficienza energetica (o certificati bianchi):

In Italia è stato introdotto un sistema finalizzato alla promozione del risparmio energetico negli usi finali dell'energia (decreti 20 luglio 2004) :

- l'obiettivo complessivo nazionale di risparmio da raggiungere è pari a 2,9 Mtep nel 2009.

- i distributori di energia elettrica e di gas naturale con più di 100.000 clienti finali al 31 dicembre 2001 devono raggiungere annualmente determinati quantitativi di risparmio di energia primaria.



I distributori soggetti agli obblighi possono:

- attuare progetti a favore dei consumatori finali;**
- acquistare da terzi (distributori non soggetti agli obblighi, E.S.CO., Energy Services Companies) “titoli di efficienza energetica” attestanti il conseguimento di risparmi energetici ed emessi dal G.M.E.**

Ogni titolo di efficienza energetica si riferisce a un risparmio energetico pari a 1 tep.



Mercato TEE - dati cumulati 2008 (aggiornamento al 20/05/2008)			
tipologia	I	II	III
prezzo minimo (€/tep)	35	35	18
prezzo massimo (€/tep)	70	84	40
prezzo medio ponderato (€/tep)	58,6	68,93	21,98
n. TEE scambiati	103.941	26.870	2.290

Dati TEE 2008-Fonte GME

Bilaterali TEE - aprile 2008			
tipologia	I	II	III
prezzo minimo (€/tep)	0	0	-
prezzo massimo (€/tep)	87,32	86,17	-
prezzo medio ponderato (€/tep)	62,25	76,64	-
n. TEE scambiati	216.812	35.384	0

Dati TEE 2008-Fonte GME



Cogenerazione ad alto rendimento (C.A.R.):

La definizione di cogenerazione ad alto rendimento, è stata introdotta dalla direttiva 2004/8/CE (d.lgs. n. 20/07).

$$PES = 1 - E_c / (E_e / \eta_{es} * p + E_t / \eta_{tsciv}) * 100 > PES_{min}$$

Dall'1 gennaio 2011, la C.A.R., dovrà rispettare i nuovi requisiti relativi al Primary energy saving index (PES).

Fino al 31 dicembre 2010, la C.A.R. ha gli stessi requisiti definiti dall'Autorità con la deliberazione n. 42/02.



Le agevolazioni previste per la C.A.R. sono:

- precedenza, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta;**
- titoli di efficienza energetica correlati al risparmio di energia primaria ed esonero dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi;**
- semplificazioni per le connessioni (*del. in f.a. AEEG*);**
- servizio di scambio sul posto per impianti con potenza nominale non superiore a 200 kWe (*del. in f.a. AEEG*).**



Per la del. 42/02 un impianto viene definito cogenerativo se:

$$IRE=1-Ec/(Ee/\eta_{es} * p+ Et_{civ}/\eta_{tsciv}+ Et_{ind}/\eta_{tsind})>10\%$$

$$LT=ET/Ee+ET >LTmin$$

$LTmin= 33,0\%$ (0,330) per potenze el. fino a 10 MWe;

$LTmin= 22,0\%$ (0,220) per potenze el. da 10 MWe fino a 25 MWe;

$LTmin= 15,0\%$ (0,150) per potenze el. superiori a 25 MWe.



E' considerata C.A.R. se:

- il P.E.S. è pari o superiore al 10% per potenze $> 1\text{MWe}$;
- il P.E.S. >0 , per *la piccola gen. (per potenze $\leq 1\text{ MWe}$) e la microgen. (per potenze $\leq 50\text{ kWe}$)*

Differenze tra P.E.S. e l'I.R.E:

- η_{es} , per l'I.R.E. dipende dal combustibile e dalla taglia dell'impianto;
- η_{es} per il P.E.S., dipende dal tipo di combustibile impiegato e dall'anno di costruzione dell'impianto



Agevolazioni fiscali: aliquote usi agevolati

- metano per produzione di e.e.: €0,0004493 per mc
(per autoproduzione le aliquote sono ridotte al 30%).
- metano per combustione usi industriali: € 0,012498 per mc
- criterio di forfetizzazione per la produzione promiscua di energia elettrica e calore, in caso di impiego di gas metano
0,250 mc di gas metano per kWh di energia elettrica prodotta



Generazione distribuita:

La generazione distribuita è un modello di produzione e distribuzione di energia, dove le unità di generazione elettrica, eventualmente combinate con generazione di calore, con taglie di potenza da qualche decina di kWe fino ad alcune decine di MWe sono localizzate vicino ai consumatori, siano essi condomini, complessi commerciali ed industriali.

Definizioni:

- generazione distribuita, con potenza inferiore a 10MVA
- piccola generazione, con potenza inferiore a 1 MWe
- microgenerazione, con potenza inferiore a 50 kWe



Tra i benefici apportati dalla generazione distribuita in assetto cogenerativo si possono brevemente ricordare:

- risparmi sull'energia primaria consumata e minore impatto ambientale;**
- risparmi sui costi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica;**
- minori perdite sulle reti di distribuzione;**



Impianti di generazione distribuita in Italia nel 2005:

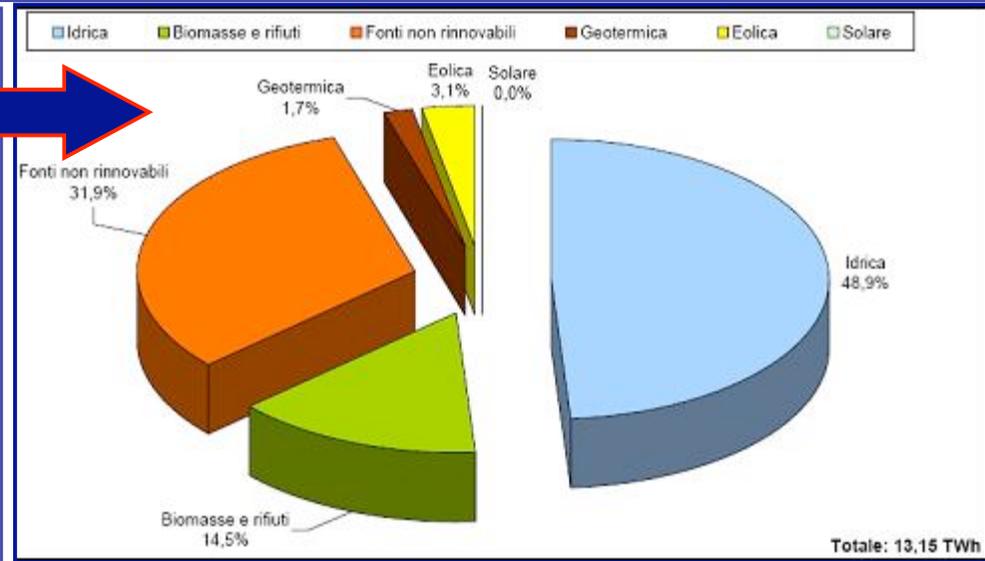
	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (MW)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
				Consumata in loco	Immessa in rete
Idroelettrici	1.717	2.008	6.428.258	286.830	6.038.068
<i>Biomasse e rifiuti</i>	230	438	1.821.262	149.515	1.597.511
<i>Fonti non rinnovabili Ibridi</i>	480	1.104	4.124.193	2.926.066	1.064.790
Totale termoelettrici	725	1.577	6.094.160	3.157.563	2.712.492
Geotermoelettrici	4	30	219.272	0	206.587
Eolici	85	269	401.476	2.880	396.322
Fotovoltaici	13	7	3.988	8	3.916
TOTALE	2.544	3.891	13.147.154	3.447.282	9.357.385

Dati 2005 Fonte AEEG

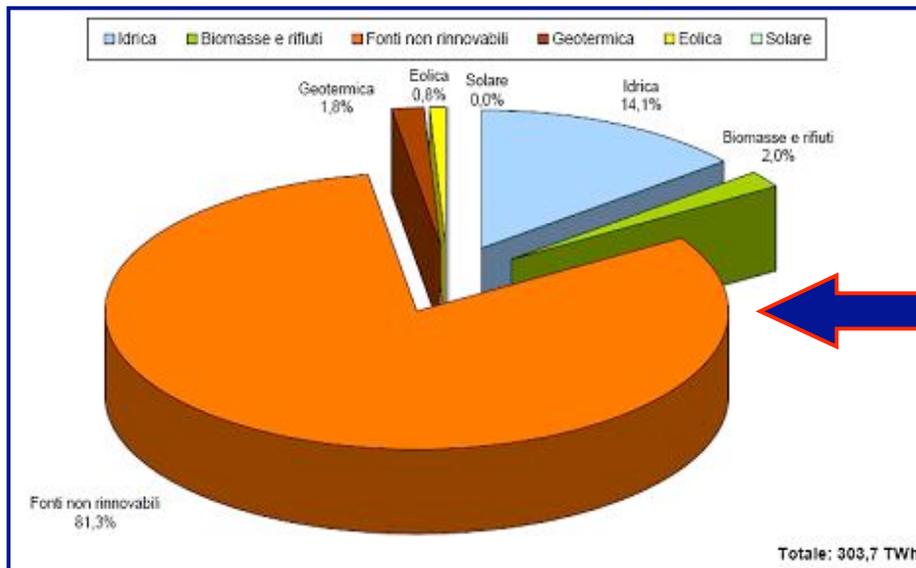
- 2.544 impianti con 3.891 MWe (4,4% del parco di generazione nazionale) e 13 TWh (4,3% della produzione nazionale, uguale a 304 TWh).

- il 14,3% della produzione lorda pari a 1,87 TWh è stata prodotta tramite impianti di piccola generazione (1.465 impianti con 586 MWe installati).

Il 68% della produzione di energia elettrica da impianti sotto i 10 MVA è dovuta ad impianti alimentati da fonti rinnovabili, di cui il 72% da fonte idrica

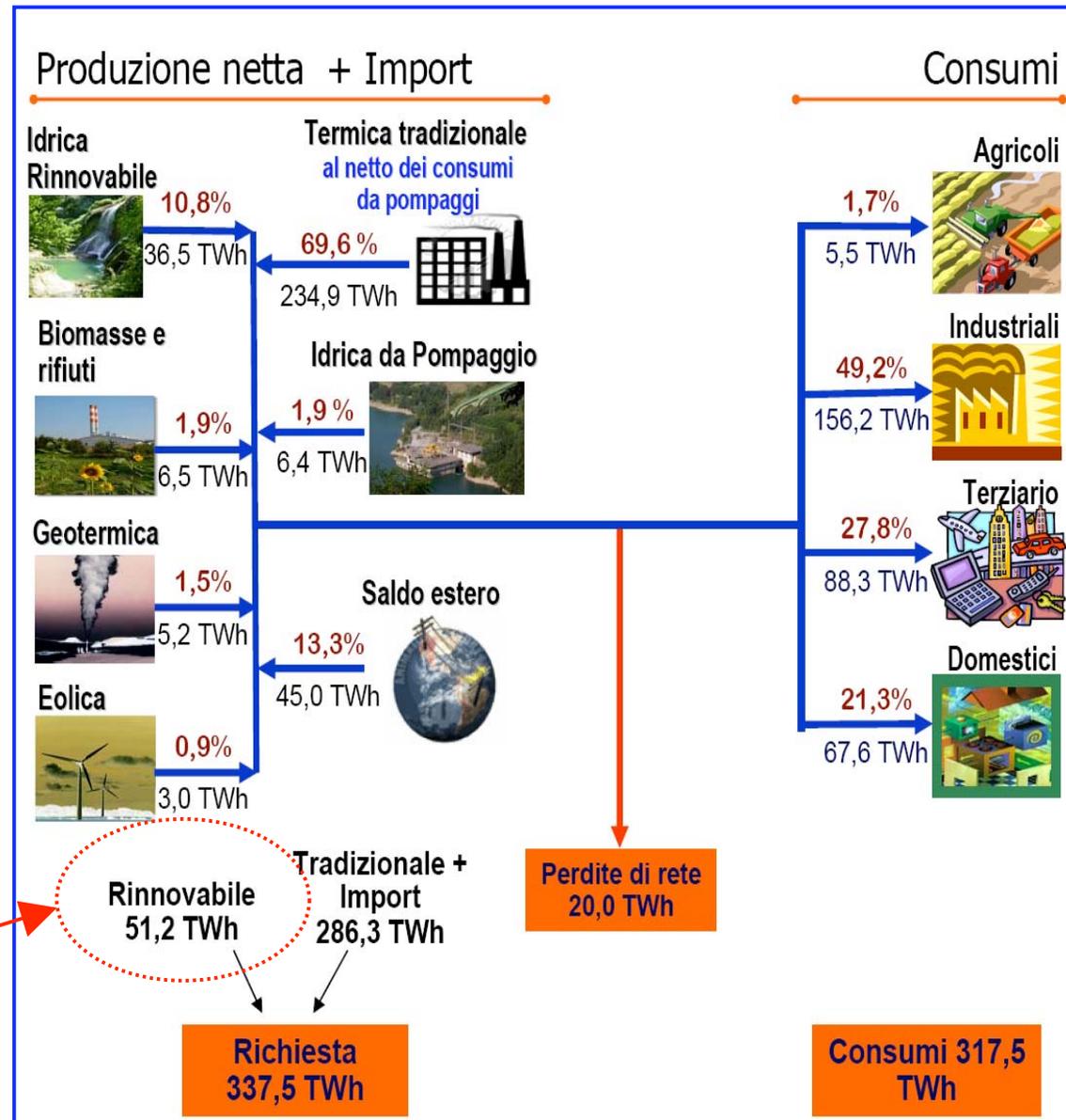


Produzione di energia elettrica delle diverse fonti nell'ambito della generazione distribuita nel 2005 [Fonte AEEG, 2007]



Produzione di energia elettrica delle diverse fonti nell'ambito della generazione nazionale totale nel 2005 [Fonte AEEG, 2007]

La produzione lorda di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili rappresenta solo il 16,4% del totale nazionale pari a circa 49,9 TWh,



Bilancio elettrico nazionale 2006 [Fonte GSE]



Applicazione del Modello:

Dato un insieme di 6 edifici, connessi alla rete elettrica di distribuzione e collegati tra di loro da una rete di teleriscaldamento si vuole:

- definire la configurazione e la gestione ottimale di un sistema di generazione distribuita composto da microturbine a gas, un motore a combustione interna, caldaie integrative, collettori solari e pannelli fotovoltaici



Non è però più possibile affrontare il problema di ogni singola utenza e della gestione della unità di cogenerazione ad essa dedicata in modo indipendente dalle altre, in quanto il flusso termico trasmesso con ogni ramo di rete risulta una variabile che deve essere determinata dall'algoritmo di ottimizzazione.

E' necessario procedere all'ottimizzazione simultanea della configurazione di tutte le unità di cogenerazione, delle micro-reti di teleriscaldamento e della gestione ottimale dell'intero sistema.



Nel lavoro di tesi tale problema viene affrontato definendo un modello di programmazione lineare intera-mista (MILP) del sistema e cercando la soluzione ottima simultaneamente per la sua configurazione e la sua gestione



Planimetria degli edifici oggetto di studio: 1 municipio; 2 teatro; 3 biblioteca; 4 scuola elementare; 5 casa per anziani; 6 ex monastero



Modelli matematici di complessità crescente:

- nel livello di riferimento si considera il sistema convenzionale di approvvigionamento;
- nel primo livello ogni edificio è isolato dagli altri;
- nel secondo livello ogni edificio è collegato agli altri tramite una rete di teleriscaldamento;
- nel terzo livello ogni edificio può produrre energia elettrica e calore tramite fonti rinnovabili



Modellazione dell'anno:

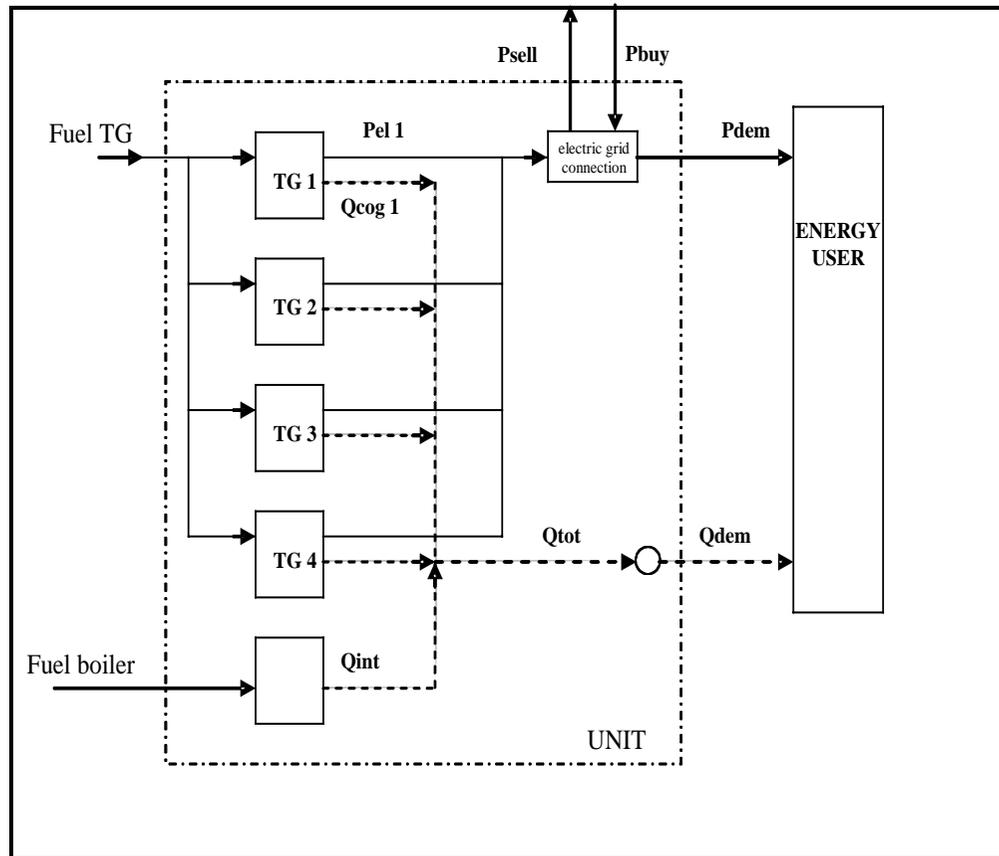
- 12 tipologie di “giorni tipo” per la domanda energetica
- 24 tipologie di “giorni tipo” per il valore, del prezzo dell'energia elettrica venduta alla rete.

Cogeneratori:

- è stata considerata un solo tipo microturbina, la Capstone C60 (60 kWe), ed un motore a combustione interna di tipo Jenbacher – GE JMS 312 GS-NLC (601 kWe).

Le prestazioni delle microturbine e del motore, sono ottenute dai dati sperimentali disponibili in letteratura.

Modello per utenze isolate:



Lay-out per utenze isolate

Il sistema cogenerativo, è costituito da 4 MTg per la produzione di energia elettrica e calore



La funzione obiettivo considera tutti i costi di investimento e di gestione delle macchine utilizzate per la produzione di energia termica ed elettrica, nonché i costi/ricavi per l'eventuale acquisto/vendita di energia elettrica dalla rete ed è espressa dalla relazione lineare:

$$\begin{aligned} \text{Costo} = & \sum_{m,g,i,j,k} \text{Comb}(m,g,i,j,k) * \text{CCOMB} + \sum_{m,g,i,j,k} \text{Combin}(m,g,i,k) * \text{CMET} \\ & + \sum_{m,g,i,j,k} \text{Pbuy}(m,g,i,k) * \text{CBUY} - \sum_{m,g,i,j,k} \text{Psel}(m,g,i,k) * \text{CSEL}(m,g,i) \\ & + \text{fat} * \text{cost_inv} + \text{man} \end{aligned} \quad [\text{€/anno}]$$



Le variabili decisionali del modello :

- P_{el} , potenza elettrica prodotta dai cogeneratori [kWe];
- P_{diss} , potenza termica dissipata [kWt];
- P_{buy} , potenza elettrica comprata dalla rete [kWe];

L'esistenza e l'accensione di ogni elemento del sistema cogenerativo corrispondono al valore 1 delle variabili binarie X e y :

- y , variabili binarie di acceso/spento del cogeneratore;
- X , variabili binarie di esistenza/non esistenza del cogeneratore.



Le variabili reali del modello:

- I, matrice delle distanze esistenti tra le utenze;
- RICEL, domanda di energia elettrica da parte utenze [kWh];
- RICTER, domanda di energia termica delle utenze [kWh];
- Ccogen, matrice del costo dei cogeneratori;
- A, B, C, D, parametri delle curve di funzionamento delle microturbine dipendenti dalla temperatura esterna .

Le variabili intere del modello:

- days, numero di giorni, feriali e festivi, di ogni mese dell'anno.



I vincoli del modello:

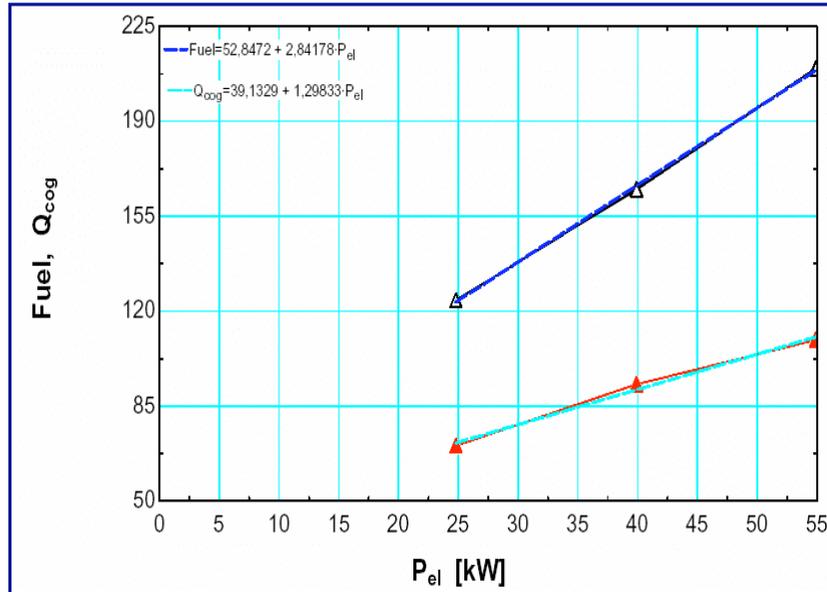
- **esistenza delle microturbine e loro accensione;**
- **potenza elettrica prodotta tra $P_{min.}$ e P_{max} ;**
- **la potenza elettrica venduta alla rete non può essere neg.;**
- **il combustibile consumato dalla caldaia integrativa**
- **relazione tra la potenza elettrica cogenerata ed il metano consumato;**
- **dipendenza tra la potenza elettrica cogenerata e la potenza termica cogenerata;**



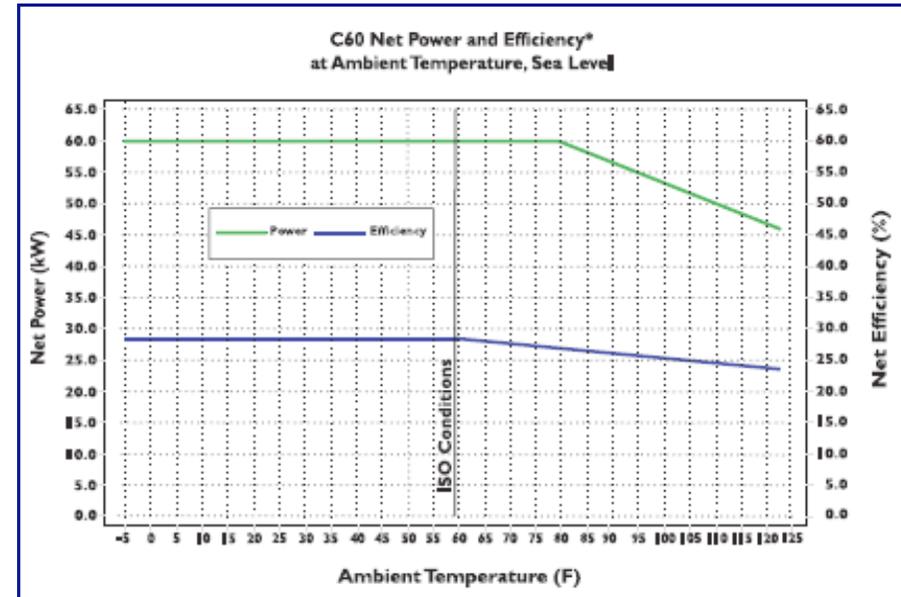
	P_{el}	η_{el}	η_{ter}	Fuel	Q_{cog}
	[kW]			[kW]	[kW]
100% del carico	54,9	26,2	52,2	209,5	109,4
75% del carico	39,9	24,2	56,4	164,9	93,0
50% del carico	24,8	20,0	56,7	124,0	70,3

Prestazioni ai carichi totali e parziali di una Capstone C60

Per ricavare le curve caratteristiche delle microturbine Capstone C60 si sono utilizzati i dati dei rendimenti elettrici e termici ai carichi nominali e parziali evidenziati nella tabella.



Curve caratteristiche della turbina Capstone C60



Rendimento e potenza elettrica in funzione della temperatura ambiente al carico nominale

I parametri delle curve A, B, C, D, appositamente linearizzate sono state calcolate considerando le curve fornite da fornitore.



Costo del metano per Microturbine (<i>CCOMB</i>)	0,39	[€/m ³]
Costo del metano di integrazione (<i>CMET</i>)	0,59	[€/m ³]
Costo di acquisto energia elettrica dalla rete (<i>CBUY</i>)	0,170	[€/kWh]
Prezzo di vendita massimo dell'energia elettrica (<i>CSEL</i>)	0,106	[€/kWh]
Prezzo di vendita minimo dell'energia elettrica (<i>CSEL</i>)	0,044	[€/kWh]
Costo di manutenzione delle Microturbine (<i>G</i>)	0,010	[€/kWh]
Costo del capitale della prima Microturbina	120.000	[€]
Costo del capitale della seconda Microturbina	90.000	[€]
Costo del capitale della terza Microturbina	80.000	[€]
Costo del capitale della quarta Microturbina	75.000	[€]

Prezzi di gas e di elettricità e costo del capitale delle microturbine

Il costo delle microturbine, è stato supposto decrescente con il numero totale di macchine dentro lo stesso edificio

44



I prezzi di acquisto del gas metano sono di due tipi:

- gas defiscalizzato *per le microturbine (CCOMB)*, con accisa ridotta;
- gas non defiscalizzato per le caldaie (*CMET*), con accisa per usi civili.

Il (*CCOMB*) rappresenta il costo del metano comprensivo dell'accisa per i produttori di energia elettrica che è pari a 0,0004493 €/m³, ridotta al 30% per gli autoproduttori, ovvero pari a 0,0001348 €/m³.

Il (*CMET*) rappresenta il costo del metano non defiscalizzato comprensivo dell'accisa per usi civili è pari a 0,17330740 €/m³ .



Presentazione dei risultati dei risultati:

Caso Conv.
842.937 €/anno

	CASO 1				CASO 2				CASO 3			
	IRE=6,47%				IRE=6,22%				IRE=3,99%			
	OBJ = 780.596 €/Year				OBJ = 815.499 €/Year				OBJ = 836.011€/Year			
	fat = 0.10		Years = 13		fat = 0.15		Years = 8		fat = 0.25		Years = 4,5	
Edifici	TG1	TG2	TG3	TG4	TG1	TG2	TG3	TG4	TG1	TG2	TG3	TG4
1	YES	YES										
2	YES	YES	YES	YES	YES							
3	YES	YES			YES							
4	YES											
5	YES				YES				YES			
6												
	Energia elettrica prodotta		1.792.920 kWh		Energia elettrica prodotta		833.761 kWh		Energia elettrica prodotta		369.147 kWh	
	Energia elettrica venduta		273.584 kWh		Energia elettrica venduta		69.536 kWh		Energia elettrica venduta		3.431 kWh	
	Energia elettrica comprata		1.439.510 kWh		Energia elettrica comprata		2.194.620 kWh		Energia elettrica comprata		2.593.130 kWh	
	Energia termica cogenerata		3.575.020 kWh		Energia termica cogenerata		1.672.530 kWh		Energia termica cogenerata		741.025 kWh	
	Energia termica dissipata		698.484 kWh		Energia termica dissipata		346.476 kWh		Energia termica dissipata		186.147 kWh	
	Energia termica integrativa		1.969.660 kWh		Energia termica integrativa		3.520.140 kWh		Energia termica integrativa		4.291.320 kWh	

Risultati dell'ottimizzazione del modello MILP con solo microturbine



Caso 1  **fat=0,10 (13 anni)**

- costo annuo pari a 780.596 €, IRE pari al 6,47%,
n° di MTg=10 e risparmio rispetto alla soluzione
convenzionale 62.341 € pari al 7,40 %;

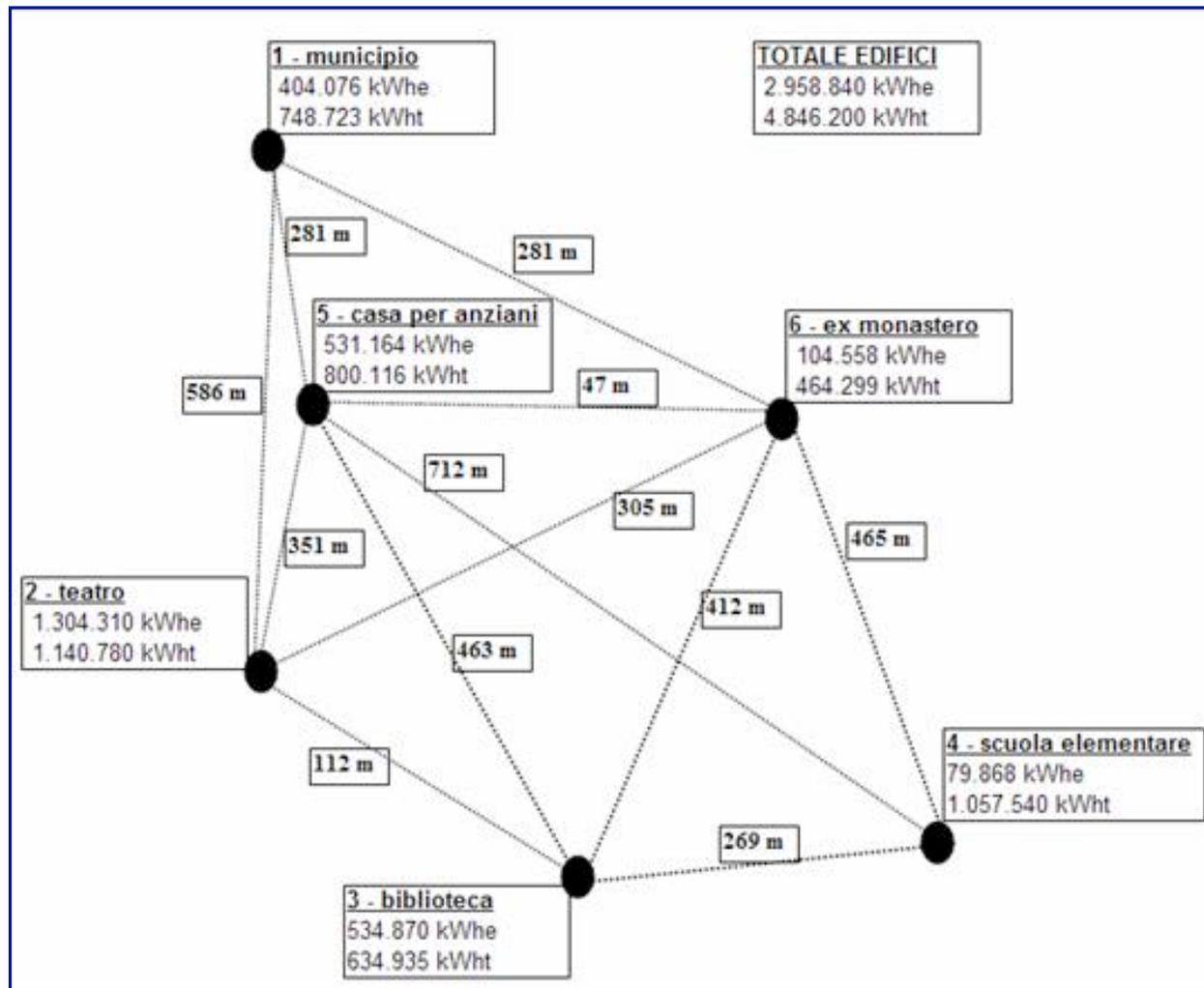
Caso 2  **fat=0,15 (8 anni)**

- costo annuo pari a 815.499 €, IRE pari al 6,22%,
n° di MTg=3 e risparmio rispetto alla soluzione
convenzionale è di 27.338 € pari al 3,26 %

Caso 3  **fat=0,25 (4,5 anni)**

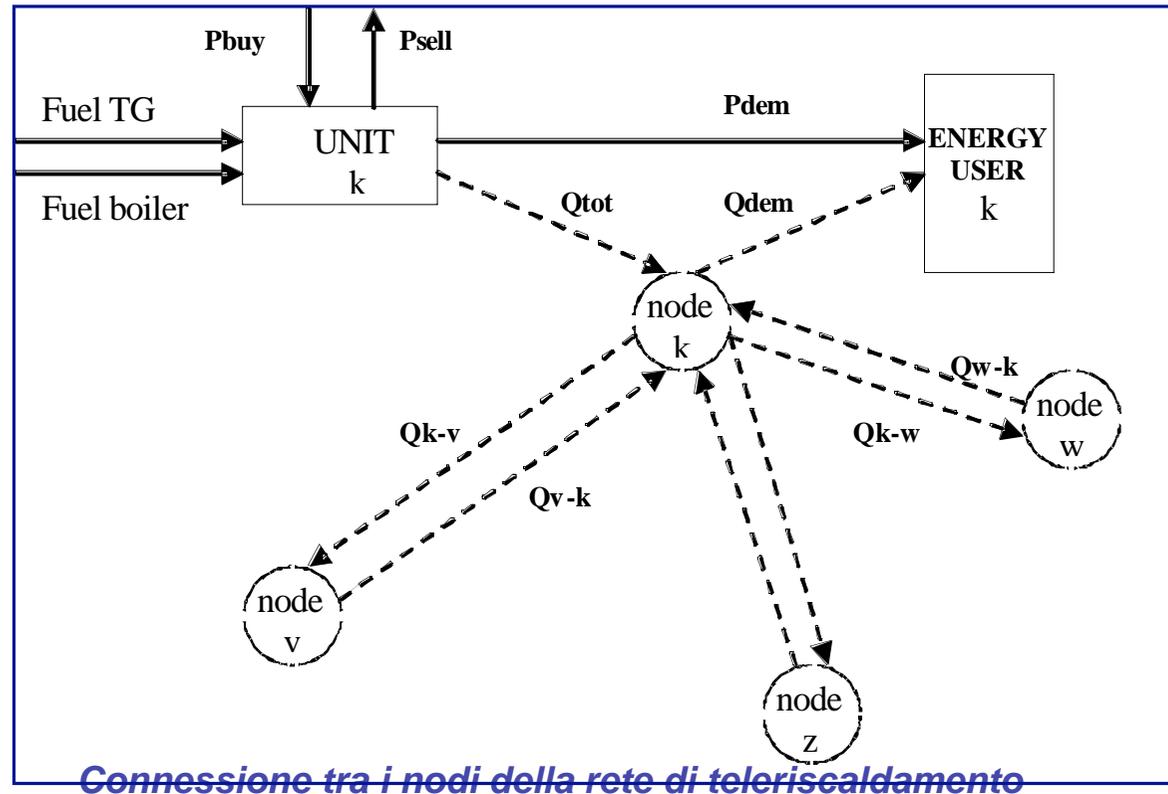
- costo annuo pari a 836.011 €, IRE pari al 3,99%, n°
MTg=1) e risparmio rispetto alla soluzione convenzionale
è di 6.926 € pari al 0,82 %.

Modello con rete di teleriscaldamento:

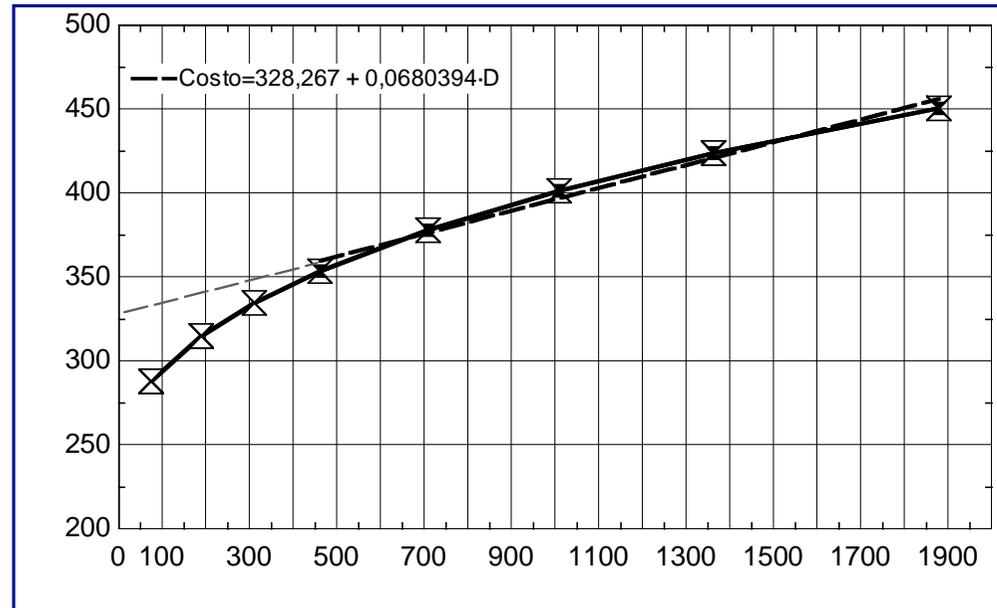


Schema della possibile rete di teleriscaldamento

Caso con rete di teleriscaldamento:



Ogni edificio è connesso con la rete di teleriscaldamento attraverso un nodo dove entrano ed escono i flussi di energia termica.



Costo del ramo di rete per unità di lunghezza e della sua approssimazione lineare

Il costo di ogni ramo, per unità di lunghezza, è stato considerato come funzione lineare del massimo flusso nominale dello stesso ramo.

L'energia termica persa lungo la rete di teleriscaldamento è stata considerata nel calcolo attraverso un fattore costante $d = 15\%$ per km, espressione della frazione del flusso termico nella rete Q che è attesa ad essere dispersa, per unità di lunghezza.



Il modello di ottimizzazione consente di definire:

- il numero di microturbine (di taglia fissata) in ogni edificio;
- il numero di rami di rete tra le unità, allo scopo di ottimizzare l'energia consumata al basso carico termico;
- la strategia operativa di gestione ottima per tutto sistema.

Le variabili decisionali introdotte nel modello:

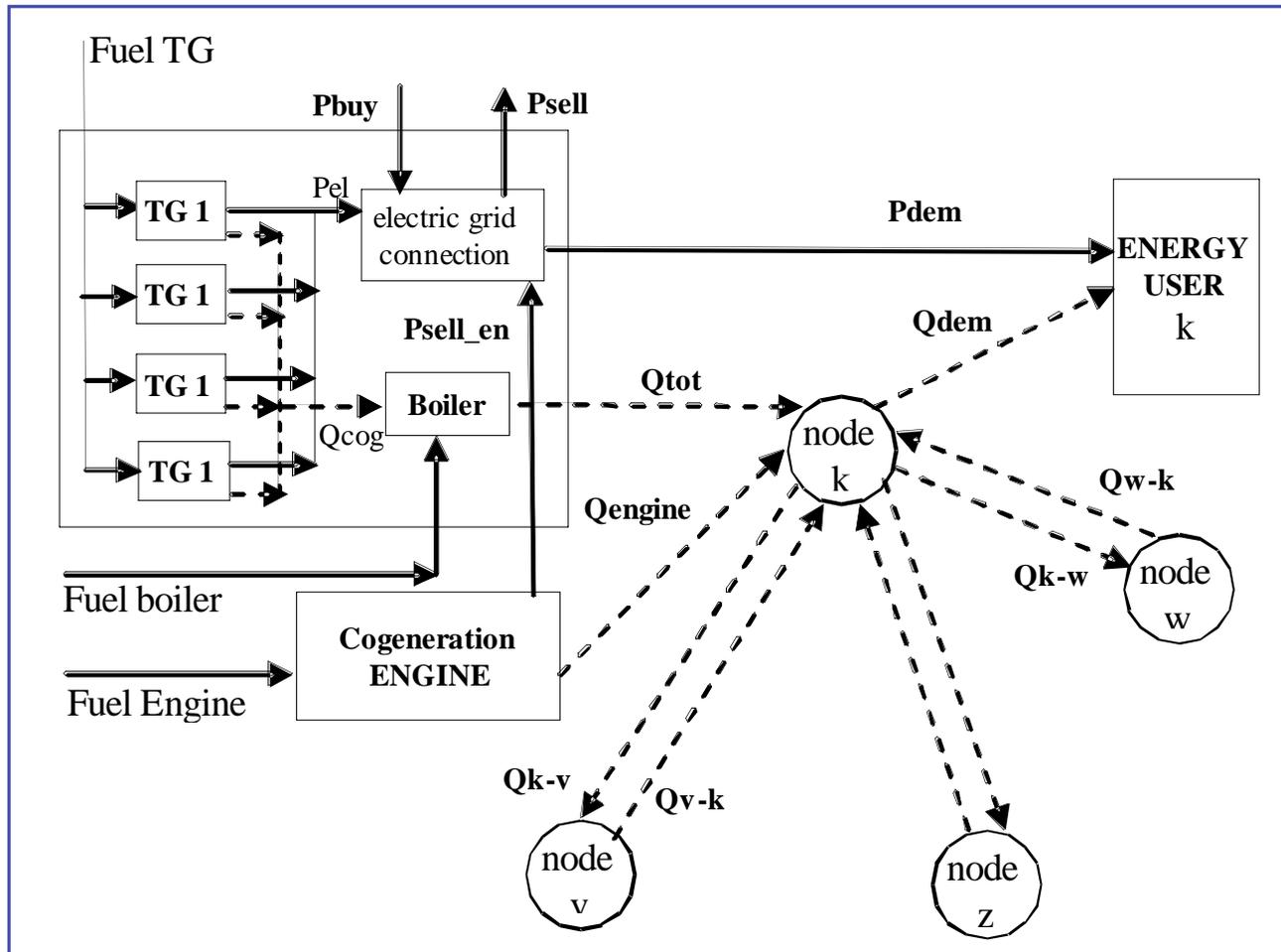
- la variabile binaria $r(k,v)$ che esprime l'esistenza/non esistenza del ramo di rete di teleriscaldamento dal nodo v al nodo k :
 - la variabile $Df(k,v)$ esprime il diametro ottimale della rete di teleriscaldamento



I vincoli operativi aggiuntivi nel modello con rete:

- il bilancio energetico del nodo termico, che tiene conto dell'apporto di calore della rete;
- la frazione media del calore perso lungo il ramo di rete che va dal nodo v al nodo k $d(k,v),;$
- vincolo di esistenza del ramo di rete k, v ;
- *vincolo di flusso nullo se i nodi coincidono;*
- *vincolo di dimensione del ramo di rete;*
- *vincolo di flusso termico sempre positivo;*
- *vincolo di direzione del flusso termico nei rami di rete;*⁵²

Caso con motore:



Lay-out delle connessioni della rete di teleriscaldamento con ICE

Il motore cogenerativo è ubicato vicino al municipio (ed. 1)



P_{el}	η_{el}	η_{ter}	Fuel	Q_{cog}
[kW]	[%]	[%]	[kW]	[kW]
601	38,9	47,4	1544	732
449	37,7	48,4	1191	576
310	37,0	49,9	838	418

Prestazioni ai carichi nominali e parziali del motore ICE alla temperatura standard

Tramite le prestazioni nominali ed ai carichi parziali, alle condizioni standard di temperatura, del motore, si sono determinate le sue curve caratteristiche effettuando un'approssimazione lineare.



Gli obiettivi del modello con rete, MTg e motore sono:

- decidere se installare o meno il sistema cogenerativo centralizzato con motore a combustione interna;
- definire per ogni edificio il numero ottimale di microturbine (di taglia fissata);
- definire il lay-out della rete di teleriscaldamento, realizzando il minimo numero di rami di collegamento tra gli edifici
- definire la strategia operativa di tutto il sistema.



I vincoli aggiuntivi del modello per tenere in conto del motore:

- bilancio energetico del nodo termico;
- bilancio energetico nel nodo elettrico;
- relazione lineare tra la potenza elettrica cogenerata ed il metano consumato;
- relazione lineare tra la potenza elettrica cogenerata e la potenza termica cogenerata;
- vincolo di esistenza del motore;
- vincolo sulla potenza del motore tra P_{min} e P_{max} ;



Presentazione dei risultati:

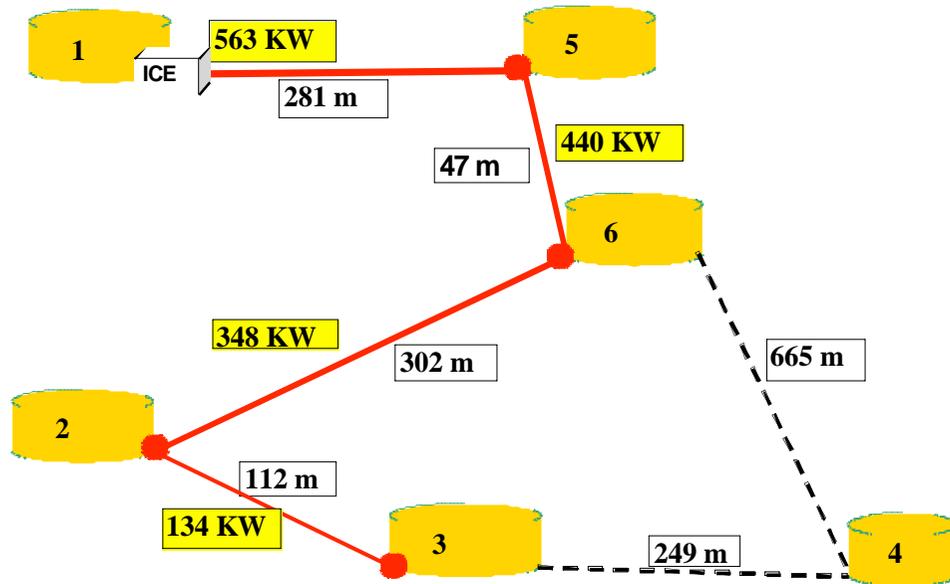
	Fornitura convenzionale	Caso a	Caso b	Caso c	Caso d
		fatbig= 0,10 (13 anni)	fat=fatbig= 0,25 (4,5 anni)	fat=fatbig= 0,15 (8 anni)	fatbig= 0,10 (13 anni)
		far= 0,07 (26 anni)	far= 0,13 (9 anni)	far= 0,09 (16 anni)	far= 0,07 (26 anni)
Funzione obiettivo	€ 842.937	€ 831.937	€ 834.573	€ 813.770	€ 776.612
Risparmio rispetto alla fornitura convenzionale		€11.000 (1,30%)	€ 8.364 (1%)	€ 29.167 (3,46%)	€ 66.325 (7,87%)
IRE		25,58%	2,97%	8,50%	8,44
Numero di MTG		0	1	3	9
Motore		si	no	no	no
Numero di rami di rete		4	1	2	3

Risultati della simulazione con rete di teleriscaldamento e con microturbine e MCI

Il motore a combustione interna è adottato solamente nel caso <a>, mentre viene scartato negli altri casi (b, c e d).

Si è adottato un costo del motore pari a 240.000 € rispetto al costo di mercato che è uguale a 400.000 €.

Caso a: $\text{fatbig}=0,10$ $\text{far}=0,07$ e funzione obiettivo pari a 831.937 €



Configurazione ottima solo con motore con $\text{fat}=0,10$ e $\text{far}=0,07$

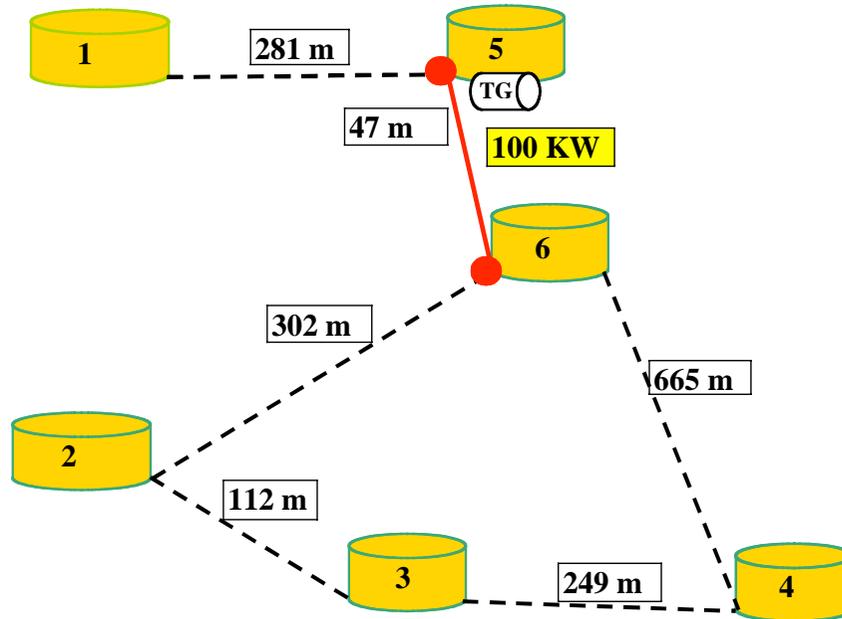
Costo del motore di 240.000 €

- fattore di recupero del capitale del motore:
 $\text{fatbig}=0,10$ (13 anni)

-fattore di recupero del capitale della rete:
 $\text{far}=0,07$ (26 anni)

La funzione obiettivo risulta essere pari a 831.937 € con una riduzione dell'1,30% pari a 11.000 € rispetto al caso convenzionale con l'IRE pari a 25,58%.

caso b: $fat=fatbig=0,25$ $far=0,13$ e funzione obiettivo pari a 834.573 €



Costo del motore di 300.000 €

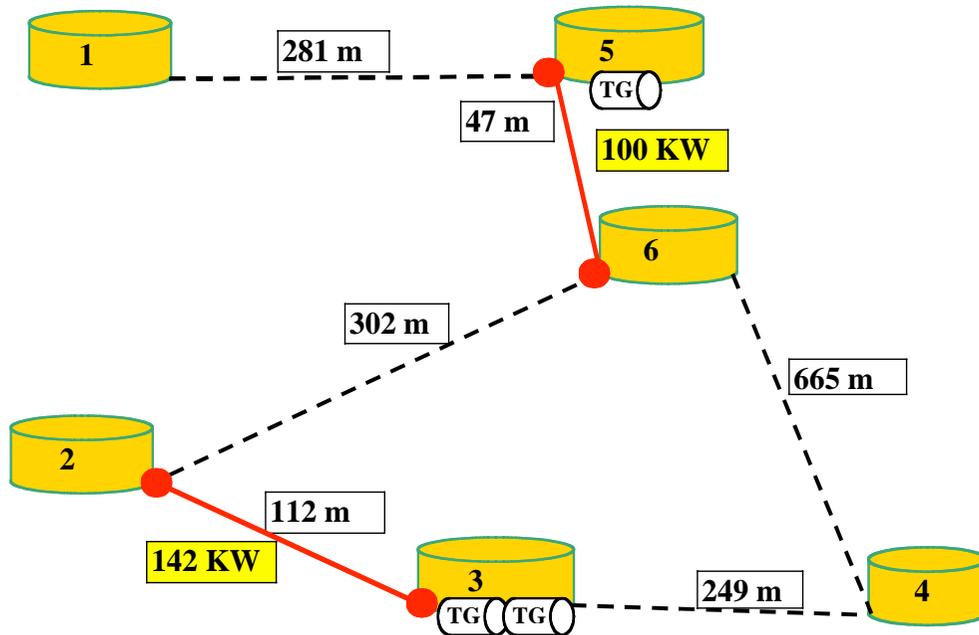
- fattore di recupero del capitale del motore:
 $fatbig=0,25$ (4,5 anni)

-fattore di recupero del capitale della rete:
 $far=0,13$ (9 anni)

Configurazione ottima tutto il sistema con $fat=0,25$ e $far=0,13$

La funzione obiettivo è risultata pari a 834.573 € con una diminuzione rispetto alla fornitura convenzionale dell'1% pari a 8.364 €, mentre l'IRE è risultato pari a 2,97%.

CASO C: $fat=fatbig=0,15$ $far=0,09$ e funzione obiettivo pari a 813.770 €



Configurazione ottima di tutto il sistema con $fat=0,15$ e $far=0,09$

**Costo del motore di
400.000 €**

**-fattore di recupero del
capitale del motore:**

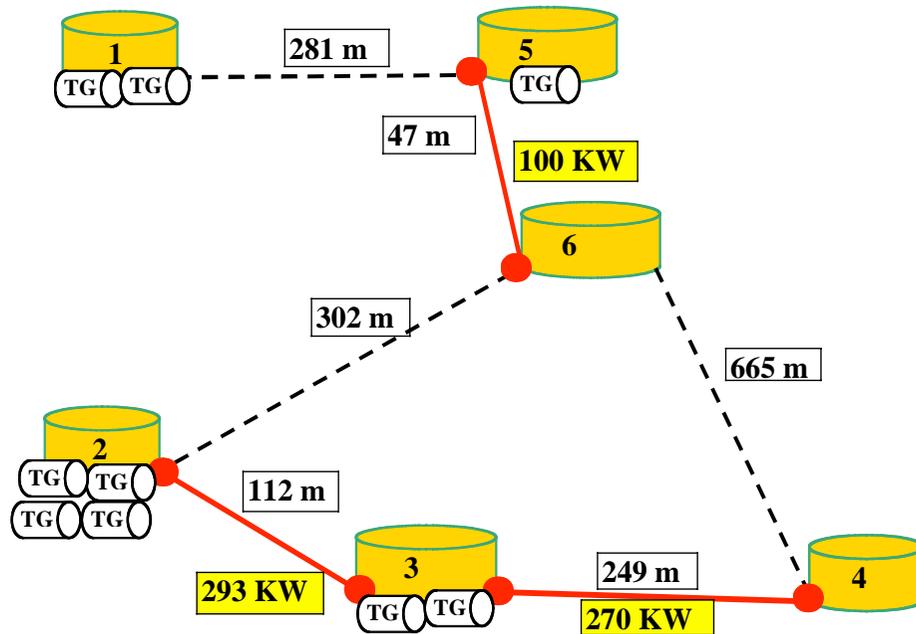
$fatbig=0,15$ (8 anni)

**-fattore di recupero del
capitale della rete:**

$far=0,09$ (16 anni)

La funzione obiettivo è risultata pari a 813.770 € con una diminuzione rispetto alla fornitura convenzionale dell'3,46% pari a 29.167 €, mentre l'IRE risultato pari a 8,5%.

caso d: $\text{fat}=\text{fatbig}=0,10$ $\text{far}=0,07$ e funzione obiettivo pari a 776.612 €



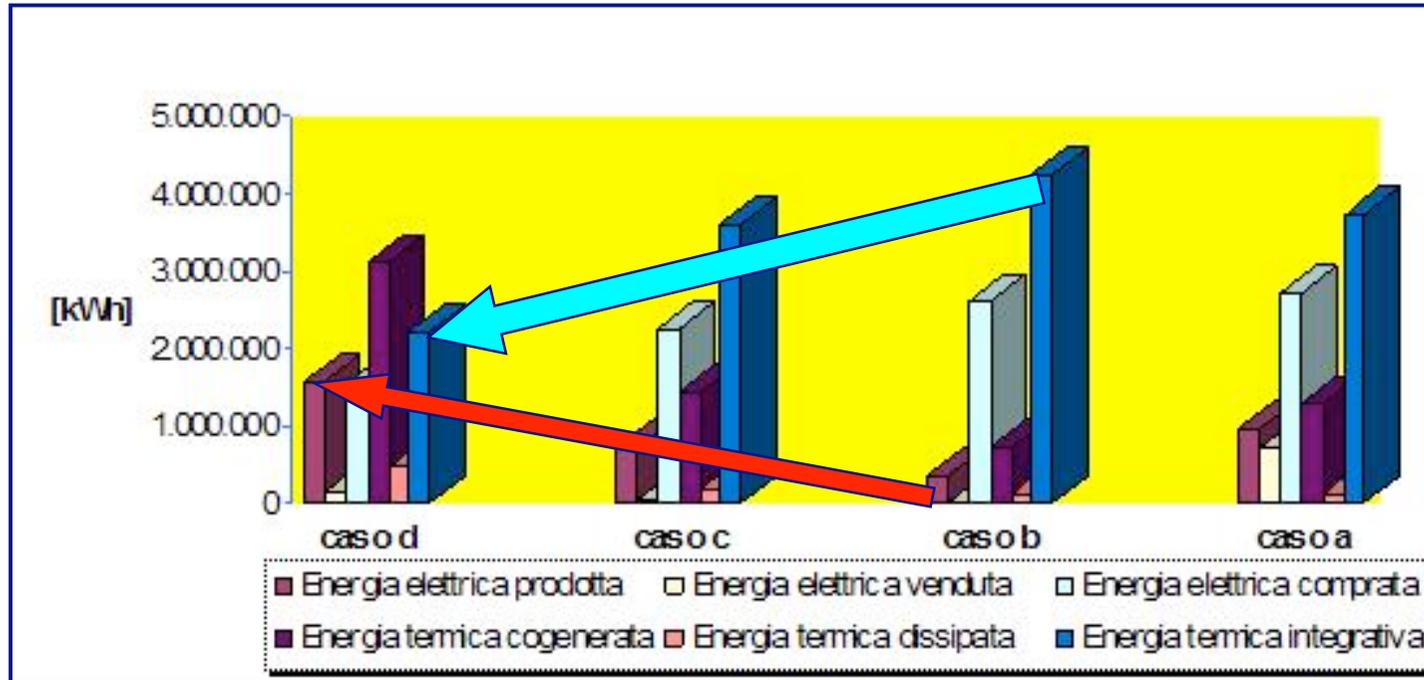
Configurazione ottima di tutto il sistema con $\text{fat}=0,10$ e $\text{far}=0,07$

Costo del motore di 240.000 €

- fattore di recupero del capitale del motore: $\text{fatbig}=0,10$ (13 anni)

-fattore di recupero del capitale della rete: $\text{far}=0,07$ (26 anni)

La funzione obiettivo è risultata pari a 776.612 € con una diminuzione rispetto alla fornitura convenzionale del 7,87% pari a 66.325 €, mentre l'IRE è risultato pari a 8,44%.



Caso b

- 4,5 anni, Mtg
- 9 anni, rete

Caso c

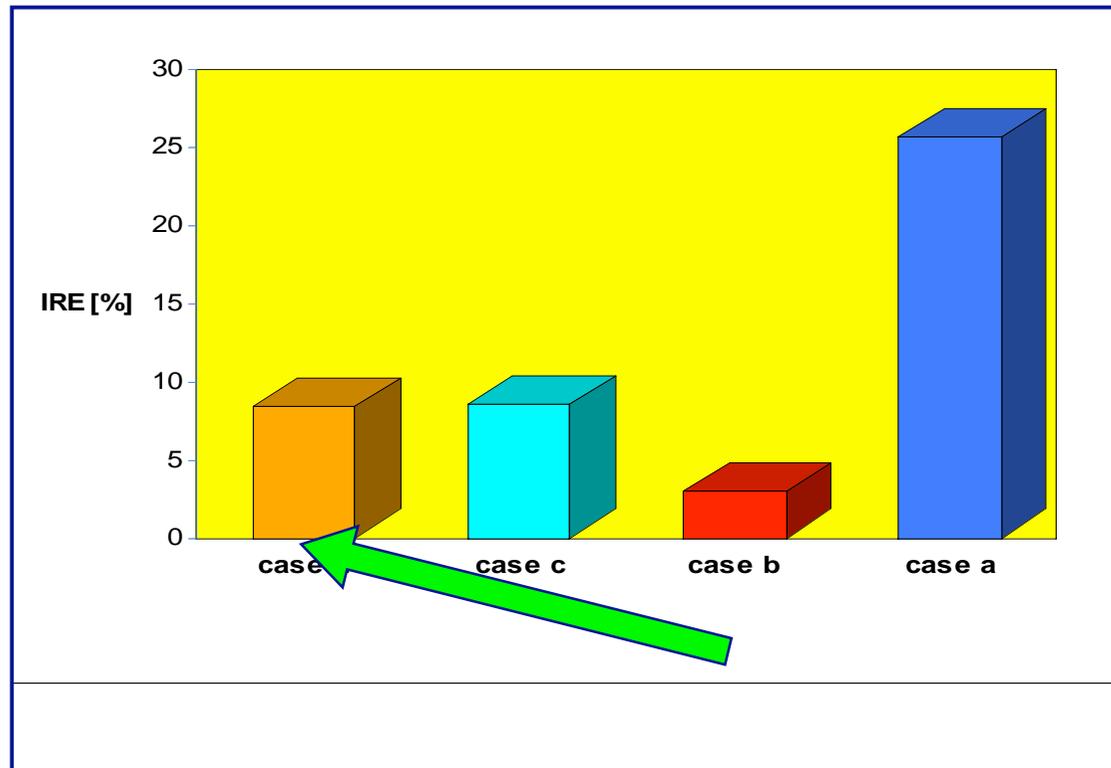
- 8 anni, Mtg
- 16 anni, rete

Caso d,

- 13 anni, Mtg
- 26 anni, rete

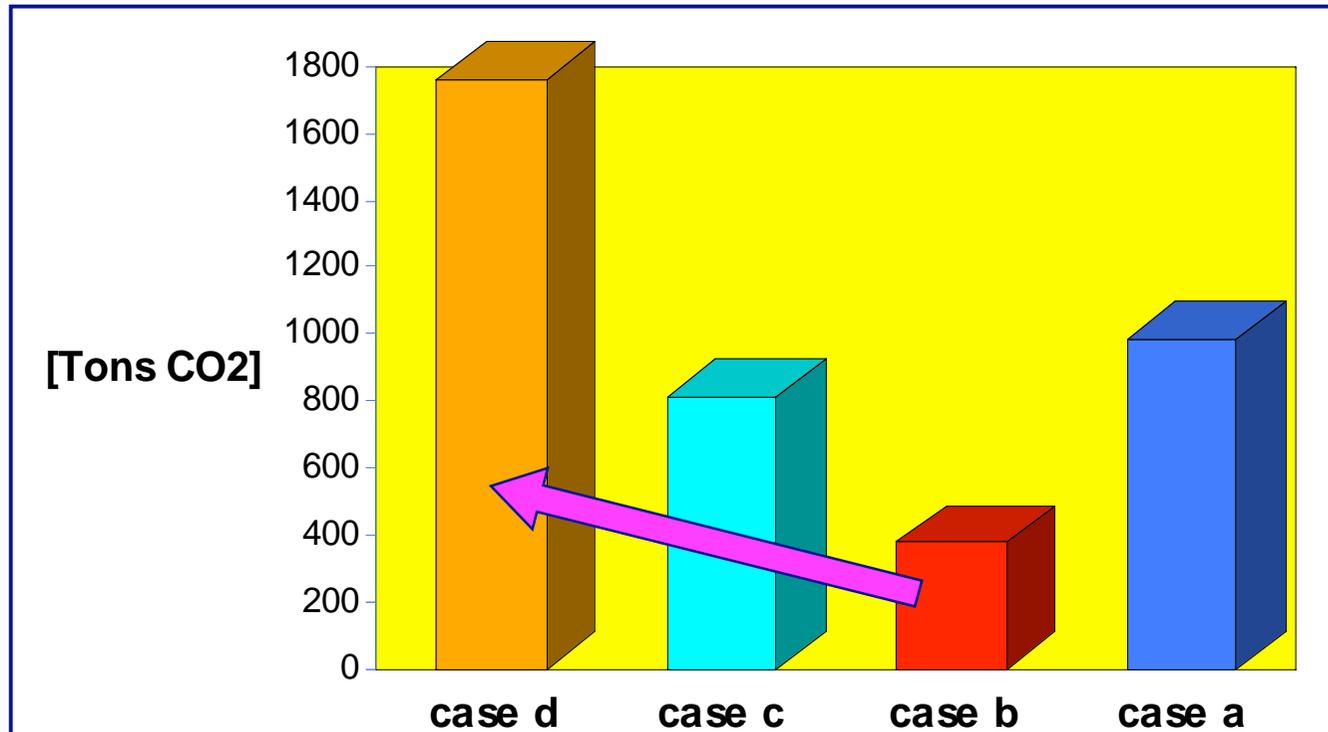
Quantità di energia elettrica e termica cogenerata

Bassi valori del fattore di recupero del capitale caso d implicano un aumento dell'energia elettrica prodotta (freccia rossa) ed una diminuzione dell'energia termica integrativa (freccia azzurra). Anche l'energia termica dissipata aumenta



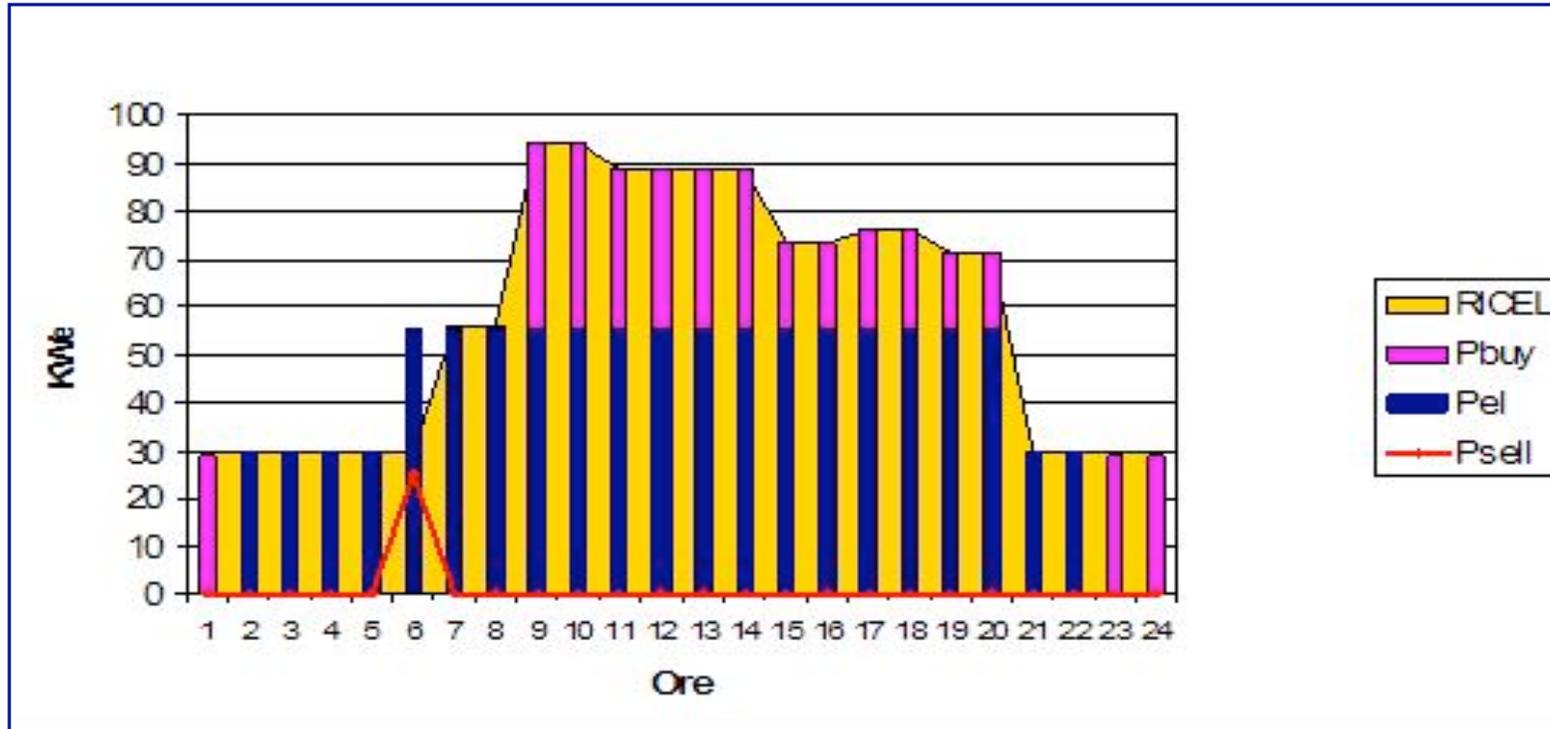
Andamento dell'IRE

Bassi valori del fattore di recupero del capitale caso d implicano un aumento dell'indice di risparmio energetico (freccia verde). L'IRE è il più grande nel <caso a> perché il motore ha un alto rendimento elettrico



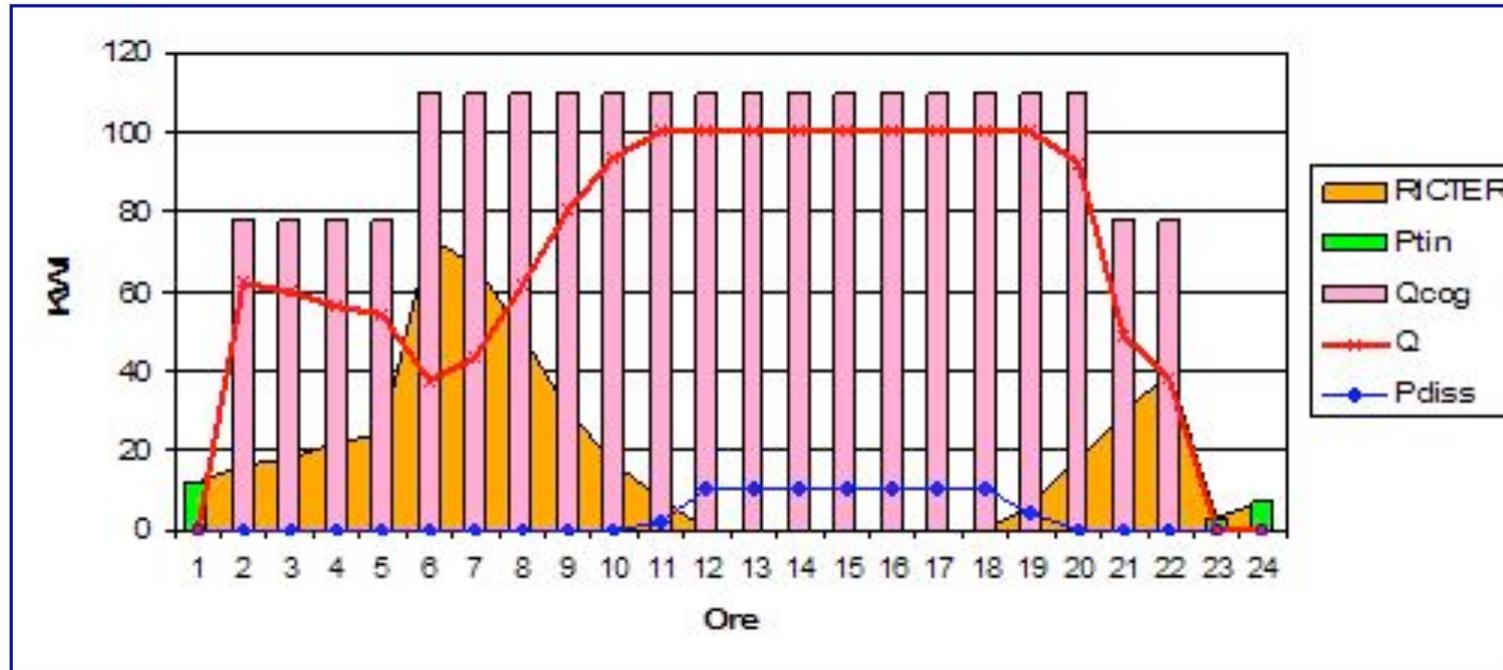
Andamento della CO2 evitata

Bassi valori del fattore di recupero del capitale caso d implicano un aumento della CO2 risparmiata(freccia rosa)



Gestione ottimale dell'energia elettrica per un giorno di maggio della casa per anziani (edificio 5)

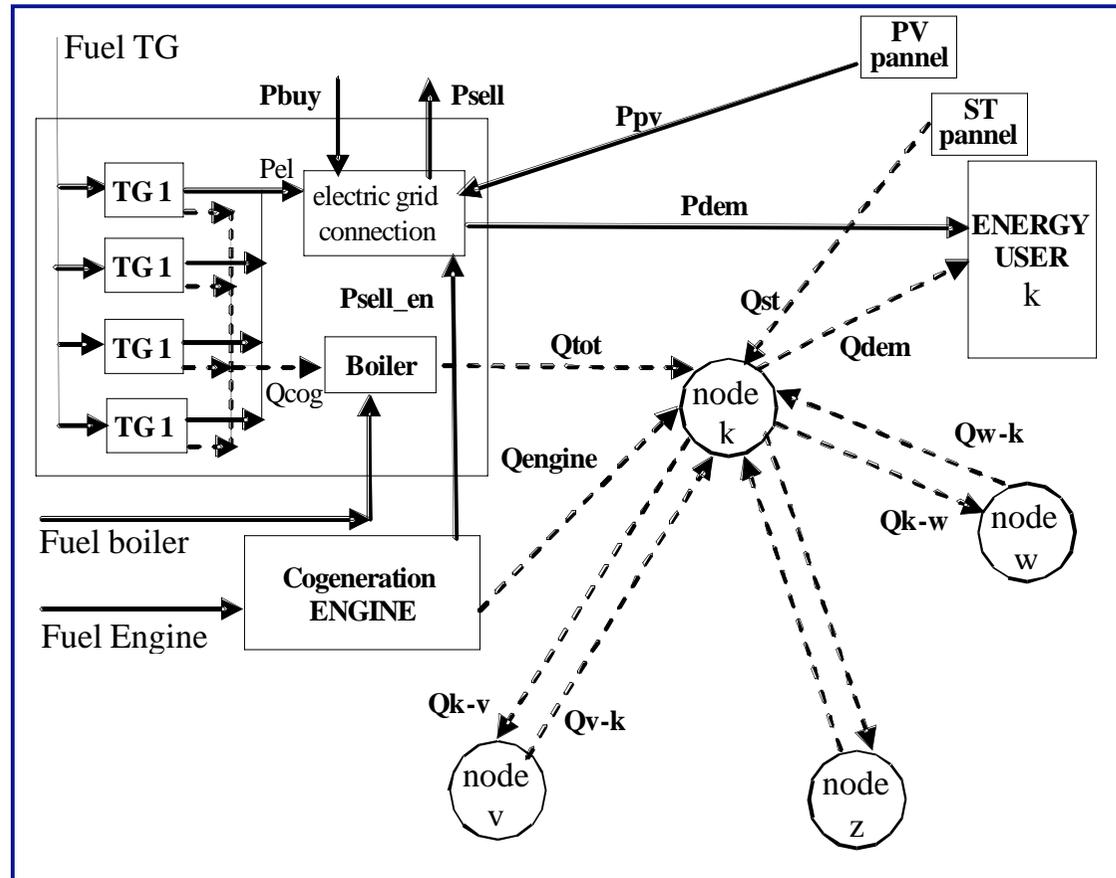
La vendita dell'energia (P_{sel}, linea rossa) avviene solamente alle 6 di mattina, quando la produzione è eccedente la richiesta elettrica (RICEL area indicata in giallo)



Gestione ottimale dell'energia termica per un giorno di maggio della casa per anziani (edificio 5)

Nelle varie ore una quantità importante dell'energia termica cogenerata Q (linea rossa) è spedita, attraverso la sola rete di teleriscaldamento, all'ex monastero (ed. 6) che non ha microturbine.

Modello con MTg, motore, rete e pannelli PV e ST



Layout del modello con produzione di energia termica ed elettrica da fonte rinnovabile



Il modello MILP ha fornito la migliore configurazione del sistema attraverso i seguenti risultati:

- il numero delle unità di cogenerazione in ogni edificio;**
- il lay-out delle micro-reti di teleriscaldamento;**
- il numero di pannelli termici e fotovoltaici;**
- scelta della migliore ubicazione del motore.**



Politiche di incentivazione:

Si vogliono valutare gli effetti delle diverse politiche economiche incentivanti sulle diverse tecnologie per la produzione di energia elettrica e calore:

- supporto al costo del capitale, per ogni specifica tecnologia;**
- supporto alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (certificati verdi);**
- supporto all'energia elettrica venduta alla rete;**
- supporto al risparmio di energia primaria – certificati bianchi;**
- supporto alle emissioni di CO₂ evitate – certificati di emissione (Emission Trading scheme).**



Nella funzione obiettivo vengono considerati i seguenti costi annualizzati:

- l'acquisto delle microturbine;
- l'acquisto del motore a combustione interna;
- l'acquisto dei pannelli fotovoltaici ($cost_{PV}=SCPV*APV(k)$)
 $SCPV= 800[€/m^2]$;
- l'acquisto dei pannelli solari termici ($cost_{ST}=SCST*AST(k)$)
 $SCST=750 [€/m^2]$;
- l'acquisto della rete di teleriscaldamento.

$$\begin{aligned} \text{Costo} = & \sum_{m,g,i,j,k} Comb(m,g,i,j,k)*CCOMB + \\ & \sum_{m,g,i,j,k} Combin(m,g,i,k)*CMET + \sum_{m,g,i,j,k} Pbuy(m,g,i,k)*CBUY - \\ & \sum_{m,g,i,j,k} Psel(m,g,i,k)*CSEL(m,g,i) + fat*cost_inv + fapv*cost_pv + fast*cost_st + fatbi \\ & g*cost_invbig + far*cost_rete + man \end{aligned}$$

- $fapv*cost_pv$, è il costo annualizzato dei pannelli fot.;
- $fast*cost_st$, è il costo annualizzato dei collettori solari



Le variabili decisionali introdotte nel modello sono:

- la variabile $A_{pv}(k)$, superficie di pannello fotovoltaico;
- la variabile $A_{st}(k)$, superficie di pannello solare termico

Le variabili reali introdotte nel modello sono:

- la variabile $GN_{pv}(m, i)$ che esprime la potenza elettrica per unità di superficie prodotta dal pannello fotovoltaico;
- la variabile $GN_{st}(m, i)$ che esprime la potenza termica per unità di superficie prodotta dal pannello solare termico.



I vincoli aggiuntivi del modello:

- bilancio energetico del nodo termico;
- bilancio energetico nel nodo elettrico:
 - potenza elettrica prodotta dal pannello solare fotovoltaico in kW, minore di Ppvmax;
 - potenza termica prodotta dal pannello solare termico in kW, minore di Pstmax;
 - efficienza dei pannelli solari termici (42%):
$$\eta_{ST} = -7,5(t_m - t_a) / GN_{st} + 0,7$$
 - efficienza elettrica dei pannelli fotovoltaici:
$$\eta_{PV} = -0,0009(t_a - t) + 0,1987$$



N° Casi	Tipo di incentivo
CASO 0	Nessun incentivo
CASO 1	Certificati verdi
CASO 2	Reverse metering factor=1 per tutta l'energia prodotta
CASO 3	Reverse metering factor=1 solo per l'energia fotovoltaica prodotta
CASO 4	Fondo perduto sul costo del capitale delle microturbine e del motore
CASO 5	Fondo perduto sul costo del capitale dei pannelli solari fotovoltaici
CASO 6	Titoli di efficienza energetica - Certificati bianchi
CASO 7	Emission trading - Certificati di emissione

Riepilogo degli incentivi considerati nella simulazione

Con l'introduzione nel modello MILP delle varie politiche incentivanti alla produzione di energia elettrica e calore si è di volta in volta dovuto modificare la funzione obiettivo.



Caso 1: Certificati verdi (ICV è pari a 125,28 €/MWh):

Caso 2: R.M.F.=1 (energia elettrica prodotta solo da MTg e ICE)

Caso 3: R.M.F.pv=1 (energia prodotta solo dai pannelli fotovoltaici)

Caso 4: riduzione del costo del 25% delle MTg e del motore (CCMtg=0,75)

Caso 5: riduzione del costo del 50% dei pannelli solari (CCSTPV=0,5)

Caso 6: certificati bianchi (ICB è pari a 98.05 €/tep)

Caso 7: l'incentivo è rivolto al mancato acquisto dei certificati di emissione (ICN pari a 16,65 €)



Presentazione dei risultati:

	CASO 0	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4	CASO 5	CASO 6	CASO 7
INCENTIVI ECONOMICI								
CERTIFICATI VERDI [€/kWh]		0.12528						
REVERSE METERING FACTOR			1.00	1.00**				
COSTO DEL CAPITALE [%]					75*	50**		
CERTIFICATI BIANCHI [€/TEP]							89.05	
EMISSION TRADING - CERTIFICATI NERI [€/ton]								16.65
UNITA' DI COGENERAZIONE								
N° MTG (EDIFICI)	1 (5)	1 (5)	2 (1) + 3 (5)	1 (5)	2(1)+2(3)+1(5)	1 (5)	1 (1) + 1 (5)	1 (1) + 1 (5)
ICE (EDIFICI)	1 (2)	1 (2)	1 (3)	1 (2)	1 (2)	1 (2)	1 (2)	1 (2)
RETE DI TELERISCALDAMENTO								
RAMO DI RETE EDIFICI 1-5[kW]								
RAMO DI RETE EDIFICI 1-6[kW]								
RAMO DI RETE EDIFICI 5-6[kW]	100	100	149	100	100	100	100	100
RAMO DI RETE EDIFICI 6-2[kW]								
RAMO DI RETE EDIFICI 6-4[kW]								
RAMO DI RETE EDIFICI 2-3[kW]	657	657	-533	657	640	657	657	657
RAMO DI RETE EDIFICI 3-4[kW]	429	429	440	429	541	429	430	430
PANNELLI TERMICI E FOTOVOLTAICI								
EDIFICIO 1 PV-ST[m ²]				100-0		100-0		
EDIFICIO 2 PV-ST[m ²]								
EDIFICIO 3 PV-ST[m ²]				100-0		100-0		
EDIFICIO 4 PV-ST[m ²]								
EDIFICIO 5 PV-ST[m ²]				100-0		100-0		
EDIFICIO 6 PV-ST[m ²]				100-0		100-0		
PRE STAZIONI								
FUNZIONE OBIETTIVO [€]	762.460	762.516	479.061	760.066	734.667	761.321	747.183	712.193
FUNZIONE OBIETTIVO+INCENTIVO [€]	762.460	762.516	1.119.412	779.065	769.917	778.921	764.740	768.449
ENERGIA ELETTRICA COGENERATA [MWh]	2.646	2.635	6.966	2.645	3.055	2.639	3.079	3.480
ENERGIA ELETTRICA VENDUTA [MWh]	987	977	5.771	990	849	985	1.291	1.267
ENERGIA ELETTRICA COMPRATA [MWh]	1.301	1.301	1.763	1.192	753	1.193	1.171	746
PV ENERGIA ELETTRICA[kWh]				111.761		111.761		
PV AREA TOTALE PANNELLI [m ²]				400		400		
ENERGIA TERMICA DEI PANNELLI SOLARI [kWh]						56.472		
AREA TOTALE DEI PANNELLI SOLARI [m ²]						42		
COGENERATED THERMAL ENERGY [MWh]	3.706	3.690	9.652	3.704	4.719	3.696	4.324	5.180
ENERGIA TERMICA DISSIPATA [MWh]	1.096	1.087	5.526	1.096	1.252	1.119	1.087	1.710
ENERGIA TERMICA INTEGRATIVA [MWh]	2.288	2.294	779	2.288	1.435	2.263	1.699	1.445
CO2 EVITATA[ton]	2.570	2.561	6.112	2.657	3.064	2.649	3.031	3.379
TOTALE METANO CONSUMATO [m ³ X1000]	1.081	1.078	2.234	1.080	1.190	1.077	1.149	1.294
METANO CONSUMATO DALLA CALDAIA INT [m ³ X1000]	272	273	93	272	171	273	202	172
METANO CONSUMATO DAI COGENERATORI [m ³ X1000]	809	805	2.142	808	1.019	805	947	1.122
INDICI								
P E S [%]	19.24	19.29	7.52	21.54	15.74	21.83	20.30	15.09
P E S [MWh]	1.831	1.828	1.653	2.109	1.809	2.113	2.293	1.895
POLITICA DI INCENTIVAZIONE [€]			640.351	18.999	35.250	17.600	17.557	56.256
COSTO UNITARIO AGGIUNTIVO DI CO2 RISPARMIATA[€/ton]	0	0	181	217	71	207	38	69
COSTO UNITARIO AGGIUNTIVO DI P E S [€/MWh]	0	0	387	9	19	8	8	30

Riassunto dei risultati: *solamente per motori cogenerativi, **solamente per pannelli solari
 Ottimizzazione della configurazione e della gestione di sistemi CHP complessi - M. CASISI

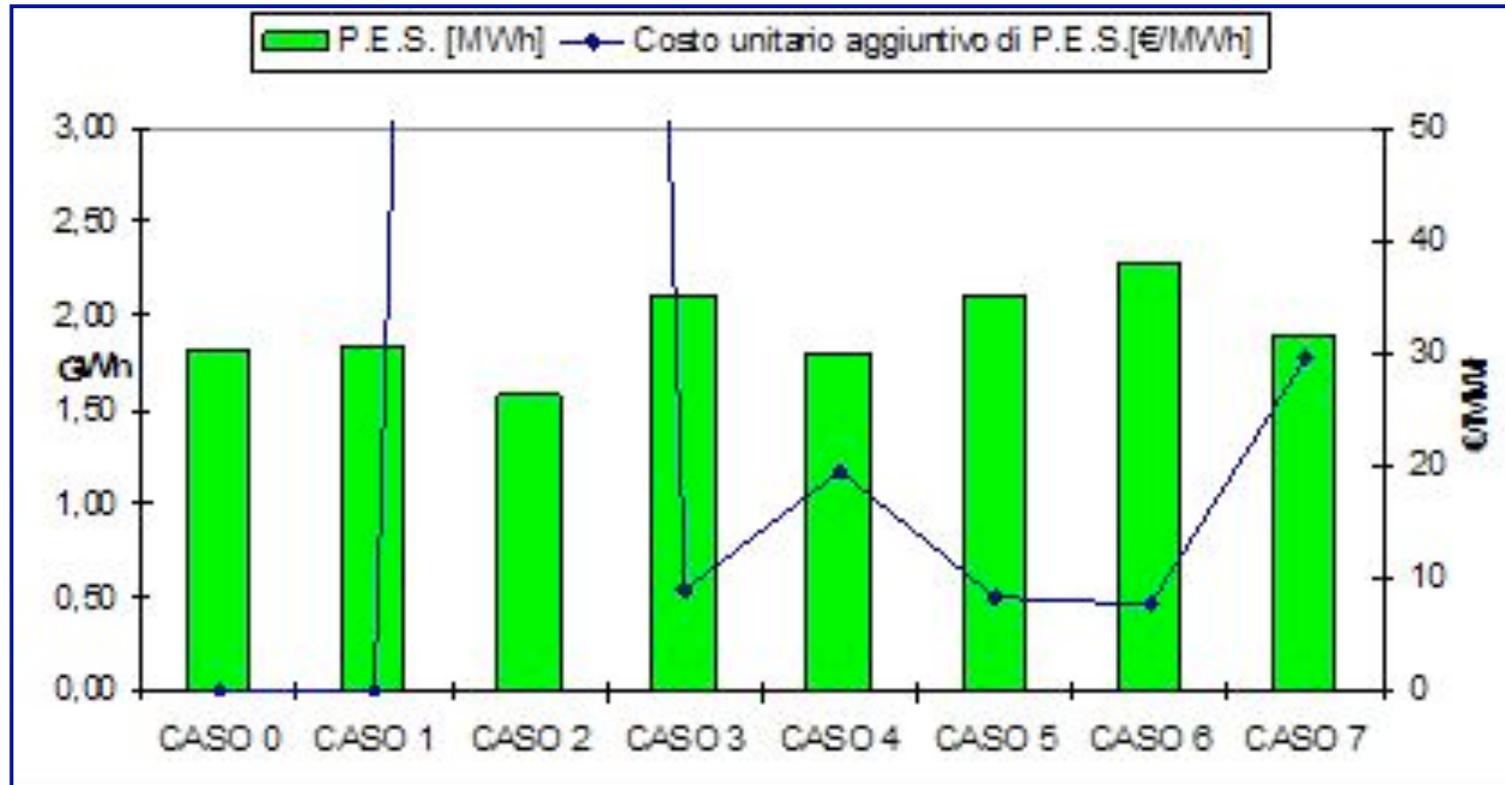


N° casi	Tipo di incentivo	1 MTg	2 MTg	3 MTg	4 MTg	5 MTg	ICE- Teatro	ICE-bibliot.	PV	ST
caso 0	Nessun Incentivo	X					X			
caso 1	Certificati verdi	X					X			
caso 2	Reverse metering factor=1 per l'energia prodotta da cogeneratori					X		X		
caso 3	Reverse metering factor=1 solo per l'energia fotovoltaica prodotta	X					X		X	
caso 4	Fondo perduto sul costo del capitale delle microturbine e del motore					X				
caso 5	Fondo perduto sul costo del capitale dei pannelli solari	X					X		X	
caso 6	Titoli di efficienza energetica-Certificati bianchi		X				X			
caso 7	Emission trading-certificati di emissione			X			X			

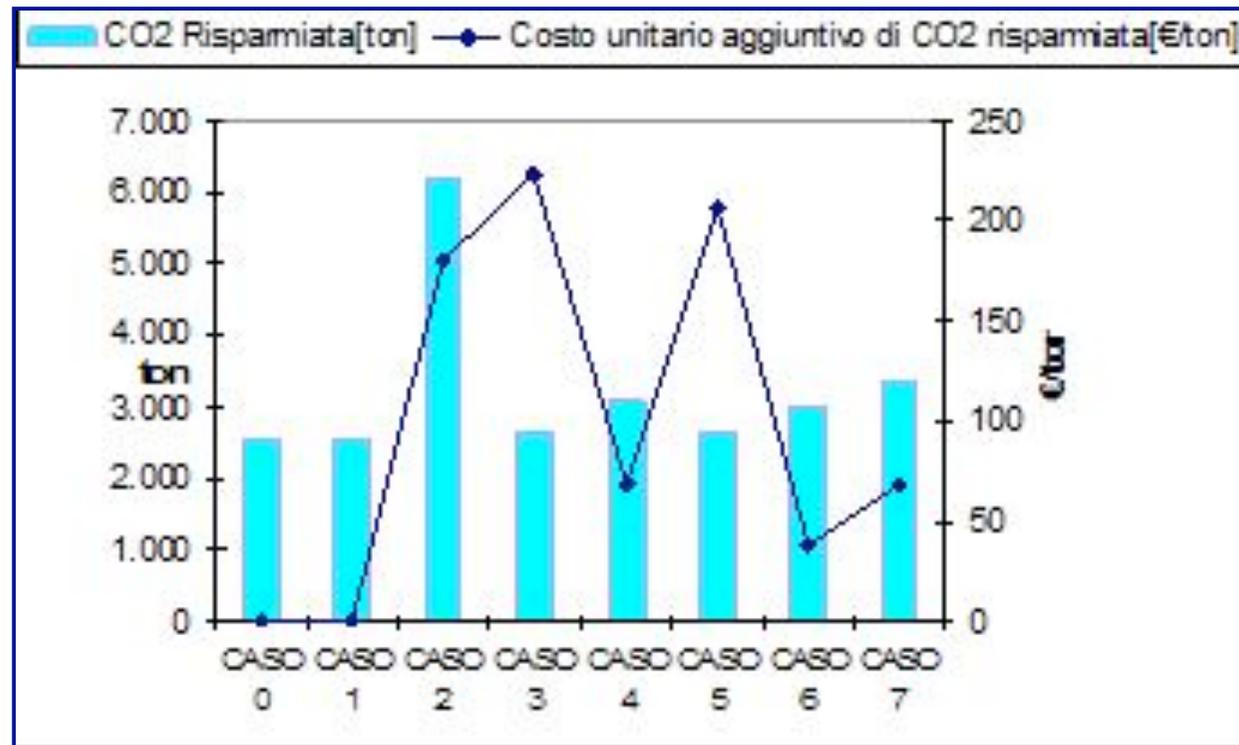
I pannelli solari termici non vengono mai inclusi nella soluzione ottima per l'ampia disponibilità del calore cogenerato.

I pannelli fotovoltaici sono inclusi con lo scambio sul posto (caso 3) e con l'incentivo a fondo perduto (caso 5).

Non è conveniente l'incentivo per i certificati verdi (caso 1) principalmente perchè essi hanno un alto costo specifico.



Energia primaria risparmiata



CO2 risparmiata nei diversi casi considerati



		CASO 0		CASO 1		CASO 2		CASO 3		CASO 4		CASO 5		CASO 6		CASO 7	
		Ore di lavoro	Carichi medi														
EDIFICIO 1	ICE																
	1 MTG					6.669	100%			3.822	89%			3.701	95%	4.804	99%
	2 MTG					6.024	100%			2.785	79%						
	3 MTG																
	4 MTG																
EDIFICIO 2	ICE	5.373	70%	5.373	70%			5.351	70%			5.351	70%	5.467	76%	5.538	78%
	1 MTG																
	2 MTG																
	3 MTG																
	4 MTG																
EDIFICIO 3	ICE					8.760	100%			5.033	67%						
	1 MTG									4.126	96%						
	2 MTG									2.949	91%						
	3 MTG																
	4 MTG																
EDIFICIO 4	ICE																
	1 MTG																
	2 MTG																
	3 MTG																
	4 MTG																
EDIFICIO 5	ICE																
	1 MTG	7.655	90%	7.655	90%	7.716	100%	7.655	90%	7.655	90%	7.655	90%	7.441	91%	8.698	92%
	2 MTG					6.081	100%										
	3 MTG					5.869	100%										
	4 MTG																
EDIFICIO 6	ICE																
	1 MTG																
	2 MTG																
	3 MTG																
	4 MTG																

Ore di lavoro nell'anno e carichi medi dei cogeneratori



Ore di funzionamento e carichi medi: MTg e motore:

- per le MTg i carichi medi superano il 90% raggiungendo in alcuni edifici anche il 100%, mentre le ore di funzionamento nell'anno variano da un minimo di 2.785 nel municipio (ed. 1) a 8.698 nella casa per anziani (ed. 5);
- per il motore i carichi medi variano da un minimo del 70% ad un massimo del 100%, mentre le ore di funzionamento nell'anno variano da un valore minimo superiore a 5.000 per tutti gli incentivi proposti tranne il caso 2 dove presentano un massimo di 8.760 ore.



Effetti delle politiche incentivanti:

- le politiche incentivanti proposte non hanno aumentato notevolmente le micro-reti ed il numero di microturbine.
- i rami di rete scelte dal modello MILP che collegano gli edifici sono sempre tre e, il numero di microturbine varia da 1 a 5.
- il motore a combustione interna è sempre considerato nella soluzione ottima.
- i pannelli solari termici non vengono mai considerati dalla soluzione ottima del modello MILP
- i pannelli solari fotovoltaici sono scelti dal modello solamente quando vengono offerti incentivi specifici, ovvero $RMF=1$ (caso 3) e l'incentivo a fondo perduto (caso 5).



Utilizzare la cogenerazione e le micro-reti, anche non adottando alcuna politica incentivante, implica una riduzione della funzione obiettivo rispetto al caso convenzionale.



Conclusioni:

Il sistema integrato di cogenerazione e di teleriscaldamento è stato descritto mediante un modello MILP in quanto:

- il numero complessivo di variabili risulta essere molto elevato e si rendono necessarie molte variabili binarie;**
- la formulazione non lineare di un tale problema avrebbe richiesto una potenza di calcolo e verosimilmente tempi di risoluzione inaccettabili.**
- molti vincoli del problema, sono effettivamente lineari, o facilmente linearizzabili,**



La metodologia proposta è stata applicata a modelli matematici di complessità crescente, la loro risoluzione è stata possibile tramite un software commerciale quale X-Press.

La stessa metodologia può essere immediatamente estesa al caso di tecnologie cogenerative diverse, diversi tipi di utenza e diversi criteri di discretizzazione temporale.



Vantaggi del modello:

La modellazione MILP:

- ha consentito risolvere in tempi accettabili problemi con un numero di variabili molto elevato (superiore a 35.000).
- ha permesso di affrontare simultaneamente la progettazione preliminare del sistema, decidendo circa l'installazione o meno di cogeneratori o rami di rete,
- ha permesso la gestione operativa dei cogeneratori stessi, superando in questo modo l'impossibilità di conoscere a priori l'entità ottimale degli scambi termici di ciascuna utenza con il sistema di teleriscaldamento.



Prospettive:

- introduzione nel modello dei metodi di decomposizione per problemi di programmazione lineare detti Block angular structure per abbreviare i tempi di risoluzione e limitare la potenza di calcolo dei calcolatori;
- introduzione di sistemi di accumulo di calore per i pannelli solari termici e della trigenerazione



GRAZIE PER L'ATTENZIONE