

14 2, 10/10/1973

euro spectra

RIVISTA
SCIENTIFICA
E TECNICA
DELLA
COMMISSIONE
DELLE COMUNITÀ
EUROPEE

DICEMBRE 1973
ANNO XII
N. 4



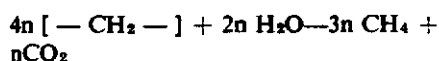
Metano : una buona carta nella corsa dell'energia*

Modello per una strategia da adottare nel settore petrolifero

CESARE MARCHETTI, CARLO RINALDINI, ALBERT SCHNEIDERS

NEL DOCUMENTO si analizzano le conseguenze di secondo ordine dell'introduzione dei processi per la produzione di metano di sintesi SNG¹ (1) che utilizzano il petrolio come materia prima; il cui sviluppo è iniziato in Inghilterra circa 20 anni fa, e che sono ormai maturi per l'applicazione su grande scala.

Gli impianti di SNG sono delle raffinerie « reforming » nelle quali frazioni intermedie ed eventualmente anche il greggio vengono in un certo senso « bruciate » in vapore, secondo la reazione :



Il simbolo [- CH₂ -] rappresenta l'unità elementare della struttura di una molecola alifatica, sebbene ciò non implichi che la reazione si applichi solo a molecole alifatiche. La reazione è leggermente esotermica.

Altri processi (2) si basano sull'idrogenazione diretta, in cui l'idrogeno è prodotto nel solito modo mediante il reforming con vapore di parte della materia prima.

Una caratteristica molto importante di questi impianti di SNG è che possono essere paragonati alle attuali raffinerie che producono la solita miscela di prodotti petroliferi per quanto riguarda i costi d'investimento e di esercizio, se si include la desolforazione.

L'energia in Europa

Venti anni fa non esisteva ancora in Europa il problema dell'approvvigionamento energetico. Le riserve coltiva-

¹ Substitute Natural Gas

CESARE MARCHETTI, CARLO RINALDINI, ALBERT SCHNEIDERS - Centro Comune di Ricerca della Commissione delle Comunità Europee, stabilimento di Ispra.

bili di carbone erano sufficienti per almeno 200 anni e solo una piccola parte del fabbisogno energetico era coperta dalle importazioni di petrolio provenienti dalle riserve molto abbondanti del Medio Oriente. Ma il declino dell'industria carbonifera, i vantaggi intrinseci dei combustibili fluidi e la politica di bassi prezzi delle compagnie petrolifere hanno prodotto un profondo cambiamento.

Nell'attuale struttura dell'approvvigionamento energetico dell'Europa e secondo le più autorevoli previsioni, il petrolio è la principale fonte di energia (Tabella I) (3). Ma più del 95% del petrolio è importato e la dipendenza della Comunità Europea da un mercato troppo instabile e politicamente mutevole, già notevole ora, aumenterà certamente in futuro.

Per motivi strutturali ed economici non si prevede un aumento del consumo del carbone, e l'energia nucleare, se limitata alla produzione di elettricità, a medio termine, potrà coprire soltanto una piccola frazione del fabbisogno del mercato (nel 1985 circa il 4% dell'energia erogata al consumatore proverrà da impianti nucleari).

Il metano ha fatto la sua comparsa abbastanza recentemente e, a causa dei suoi meriti intrinseci, tende a sostituire il petrolio nelle utilizzazioni fisse, con un grado di sostituzione che dipende soprattutto dalla sua disponibilità. L'elasticità con la quale un sistema può accettare il gas naturale è indicata dalla Fig. 1, che mostra l'aumento del consumo di gas nei Paesi Bassi in seguito alla scoperta del giacimento di Groningen. Si rileva quindi che quando il gas è disponibile assicura le forniture di quasi tutti gli impianti fissi.

Le riserve europee di gas e di petrolio sono illustrate nella Tabella II (4).

Benchè queste fonti siano insufficienti per assicurare l'approvvigionamento

energetico dell'Europa, le riserve di gas accertate equivalgono a un consumo totale di petrolio di 5 anni, al ritmo attuale.

Il metano come combustibile

Il metano è un combustibile di alta qualità per impianti fissi, come dimostra la sua rapida e larga accettazione da parte dei consumatori quando sia disponibile. La disponibilità è attualmente l'unico limite alla sua diffusione.

I vantaggi del metano come combustibile sono i seguenti :

1. E' il meno inquinante degli idrocarburi, perchè non contiene zolfo e brucia senza residui (Tabella III) (5).
2. Richiede dei bruciatori semplici e i forni possono funzionare senza sorveglianza per lunghi periodi.
3. La distribuzione avviene attraverso condotte interrato mentre il petrolio viene distribuito soprattutto per mezzo di autocisterne, che contribuiscono molto alla congestione del traffico.
4. I costi di distribuzione per grandi quantitativi sono favorevoli al metano.
5. Non è necessario conservare scorte a livello del consumatore.

Il metano può anche essere usato come combustibile per veicoli. In Italia, circa 50 000 autovetture utilizzano questo gas (soprattutto per motivi di tassazione) che viene trasportato in pesanti bombole d'acciaio. L'introduzione di contenitori di plastica rinforzati in fibra costituirebbe un gran miglioramento.

Gli autobus e gli autocarri a GNL (gas naturale liquefatto) sono in fase di funzionamento sperimentale in Italia, in Svizzera e in Germania (6). I progressi dell'isolamento alle basse temperature han ridotto ad un valore trascurabile le perdite per ebollizione (< 1% al giorno).

Esiste dunque una tecnologia utilizzabile, se non perfetta, per far funzionare le automobili a metano. L'uso del metano per i trasporti urbani potrebbe diventare obbligatorio quale misura antinquinamento, come è stato proposto per la regione di Los Angeles.

* Manoscritto ricevuto nell'agosto del 1973. In questo documento sono espresse le opinioni personali degli autori, che non implicano quelle della Commissione delle Comunità europee.

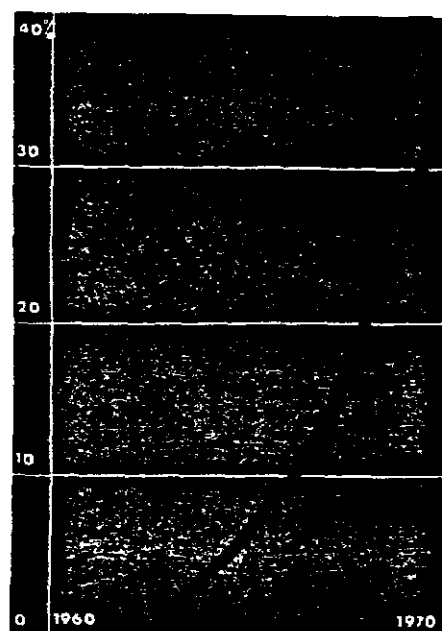


Fig. 1 : Consumo di gas espresso in percentuale del consumo totale di energia nei Paesi Bassi.

d'investimento e dalla resa più bassa della conversione.

A proposito della tabella si possono fare due osservazioni :

- a) essa è troppo schematica; ad es., se le frazioni più pesanti del greggio per un totale del 10% venissero usate in altre applicazioni (per esempio una centrale termoelettrica), l'efficacia e l'economia del processo ne risulterebbero notevolmente migliorate;
- b) i processi per trattare il greggio sono ancora ai primi stadi dello sviluppo tecnologico.

È molto importante osservare che :

1. I costi d'investimento di un impianto SNG e di una raffineria della stessa capacità sono gli stessi.
2. Il rendimento, definito come il rapporto tra il potere calorifico del prodotto e quello della materia prima, è praticamente lo stesso per un impianto SNG e per una normale raffineria.
3. Il metano prodotto è privo di zolfo grazie alla completa dissociazione delle molecole della materia prima.

Attualmente la resa e i costi d'investimento sono meno interessanti per le frazioni pesanti (8), con una discontinuità intorno al punto di ebollizione di 300 °C (cfr. Fig. 4), al di sopra del quale i costi d'investimento aumentano di circa tre volte e i rendimenti diminuiscono. Ciò è dovuto soprattutto allo stato poco avanzato della tecnologia del

Impianti di SNG

Gli impianti per la produzione di SNG a partire da prodotti petroliferi (di solito nafta) sono stati sviluppati originariamente dal *British Gas Council* (1) ed ora sono costruiti su licenza in tutto il mondo. Seguendo l'evoluzione del mercato, il *British Gas Council* ha diversificato il processo SNG in modo da permettere l'uso delle varie frazioni di petrolio e, al limite, del greggio.

La Tabella IV presenta un raffronto economico di questi impianti in relazione alla materia prima usata (8). Osserviamo però che le economie realizzate tramite l'uso di materie prime più economiche sono controbilanciate dai maggiori costi

Tabella I : Consumo di energia primaria nella Comunità (10⁶ tce)

	Combustibile solido	Combustibile liquido	Metano	Elettricità primaria*	Totale
1960	476 (64%)	214 (29%)	13 (2%)	39 (5%)	742
1965	453 (48%)	423 (45%)	22 (2%)	40 (4%)	938
1970	368 (31%)	653 (56%)	88 (7,5%)	55 (4,7%)	1 164
1975	292 (19,6%)	905 (61%)	203 (13,6%)	88 (6%)	1 488
1980	267 (14%)	1 165 (62%)	296 (16%)	163 (8,6%)	1 891
1985	246 (10%)	1 459 (61%)	381 (16%)	292 (12,5%)	2 378

* L'elettricità primaria è espressa in tonnellate di carbone (tce) che sarebbero necessarie per produrre la stessa energia elettrica mediante centrali termiche convenzionali.

Tabella II : Riserve di metano e di petrolio nella Comunità Europea nell'anno 1972

	Metano (10 ⁹ m ³)			Petrolio (10 ⁶ t)
	accertate	stimate	totale	accertate
Olanda	1 990	342	2 332	37,3
Inghilterra	700	300	1 000	686,9
Germania Occident.	202	72	274	81,6
Italia	180		180	32,9
Francia	215	85	300	12,8
Danimarca		50	50	33,3
	3 287	849	4 136 (= 4 550 Mtce)	885 (= 1 248 Mtce)

Tabella III : Sostanze nocive prodotte da apparecchiature alimentate da olio combustibile e da metano (kg di pollente per tonnellata di combustibile)

	Olio Combustibile	Metano
Ossido di zolfo (come SO ₂)	30	—
Ossido di azoto (come NO ₂)	13,5	6,9
Acidi organici (come CH ₃ COOH)	13,5	1,3
Aldeidi (come HCHO)	1,3	1,0
Altre sostanze organiche	4,6	1,4

SNG per questo tipo di materia prima, e questo spiega perchè abbiamo usato soprattutto i dati per la nafta.

Confronto fra i costi di distribuzione del metano e dei prodotti petroliferi

Non è facile stimare i costi di distribuzione del gas e del petrolio su una base comparabile, date le numerose variabili in causa, la varietà dei prodotti petroliferi e i diversi fattori geografici. Nel nostro caso la soluzione ideale è di paragonare i costi della distribuzione a partire da una raffineria che rifornisce una data zona, nell'ipotesi che la raffineria :

- produca la normale varietà di prodotti petroliferi,
- produca SNG.

I costi di distribuzione per una tipica situazione europea, stimati con la collaborazione di compagnie petrolifere e del metano (9) sono indicati nella Tabella V.

Osserviamo che questi costi sono praticamente identici, con un vantaggio per il gas naturale, quando i consumi sono in aumento, dato che le reti di distribuzione sono di solito surdimensionate.

Il SNG come combustibile principale

In base ai dati precedenti possiamo prospettare l'ipotesi di usare il SNG al posto dei prodotti petroliferi, rimpiazzando gradualmente le raffinerie con impianti di SNG ed estendendo progressivamente la rete di trasporto e di distribuzione del gas. Analizziamo questa situazione in prima approssimazione allo scopo di valutare i costi e la costante di tempo del sistema.

In base ai dati della Tabella I, in Europa la capacità di raffinazione dovrebbe aumentare almeno del 5% all'anno nel prossimo decennio. La vita media degli impianti, esclusa l'infrastruttura e gli impianti generali, è stata stimata a circa 10 anni.

Supponendo che la sostituzione dei vecchi impianti e l'aumento delle capacità di raffinazione vengano fatti con raffinerie SNG, una grossa quota dell'energia potrebbe essere fornita sotto forma di metano di sintesi entro pochi anni (Tabella VI).

Supponendo che gli impianti di SNG vengano ubicati nelle attuali raffinerie

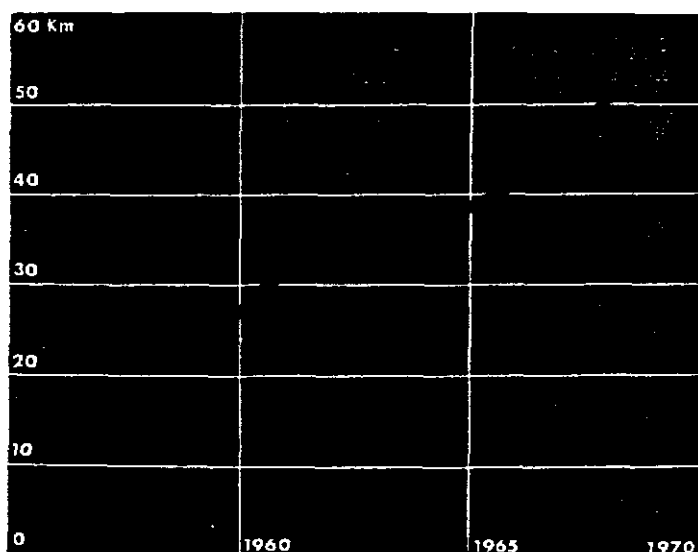


Fig. 2 : Lunghezza delle condotte per il trasporto del gas nei sei paesi membri originari della Comunità europea.

(anche se non si tratta di una soluzione ottimale), in questo periodo la rete di gasdotti di grande diametro aumenterebbe di circa 2 000 km/anno. L'ampliamento della rete di distribuzione del gas registrato in Europa negli ultimi anni (Fig. 2), è dello stesso ordine di grandezza e quindi ciò non comporterebbe un sovraccarico eccessivo nella capacità di fabbricazione e installazione dei gasdotti.

Entro i limiti della nostra approssimazione, la graduale sostituzione di un sistema di distribuzione del petrolio e dei prodotti petroliferi con un sistema di distribuzione di metano di sintesi può essere dunque realizzata senza alcuna differenza di spesa.

In questo contesto non abbiamo tenuto conto di un certo numero di cose, del costo di conversione, per esempio, dei bruciatori, che va a carico del consumatore, e questo perché in base all'esperienza in materia di metano si ritiene che il consumatore usufruisca di alcuni vantaggi marginali che compensano la spesa della sostituzione, come la maggiore semplicità e rendimento degli impianti l'eliminazione del preriscaldamento del combustibile e dei serbatoi di deposito e la comodità del sistema di distribuzione.

Una strategia dell'approvvigionamento energetico basata sul metano e sul SNG

Il fatto che attualmente il 95% del petrolio venga importato dimostra quanto le Comunità Europee dipendano dal Medio Oriente; una dipendenza che aumenterà in futuro in seguito alla sempre maggiore richiesta di petrolio. La minaccia di un'improvvisa interruzione dei rifornimenti è reale e qualora dovesse avverarsi avrebbe pericolose conseguenze per la Comunità. D'altronde essa può essere usata più volte e per più scopi come, per es., per aumentare il prezzo del petrolio. Il recente aumento dei prezzi del greggio ne dà una dimostrazione pratica.

E' ben vero che l'Europa dispone di riserve di petrolio tali da soddisfare il fabbisogno per due o tre mesi, ma si tratta di riserve tattiche che servono a far fronte ad eventuali scioperi dei trasporti o altre difficoltà a breve termine, mentre non hanno alcuna importanza strategica. Infatti esse sono state pagate e utilizzandole non si fa alcun danno ai paesi esportatori; anzi, per questi paesi il fatto che la Comunità detenga

Fig. 3 : Reti normali (tratteggiate) e di emergenza.

Du = Dublino	Rt = Rotterdam	Lu = Lussemburgo	Bo = Bordeaux
Gw = Glasgow	Gr = Groningen	To = Torino	Ag = Angers
Li = Liverpool	An = Anversa	Mi = Milano	
Lo = Londra	Ch = Charleroi	Ve = Venezia	
Ko = Copenhagen	Li = Lilla	Ts = Trieste	
Hm = Amburgo	LH = Le Havre	Cor = Cortemaggiore	
Hn = Hannover	Pa = Parigi	Ge = Genova	
Fr = Francoforte	Me = Metz	Fi = Firenze	
Ka = Karlsruhe	Ly = Lione	Na = Napoli	
St = Stoccarda	Ma = Marsiglia	Ta = Taranto	
Mü = Monaco	To = Tolosa	Pa = Palermo	
Kö = Colonia	Lacq	Au = Augusta	

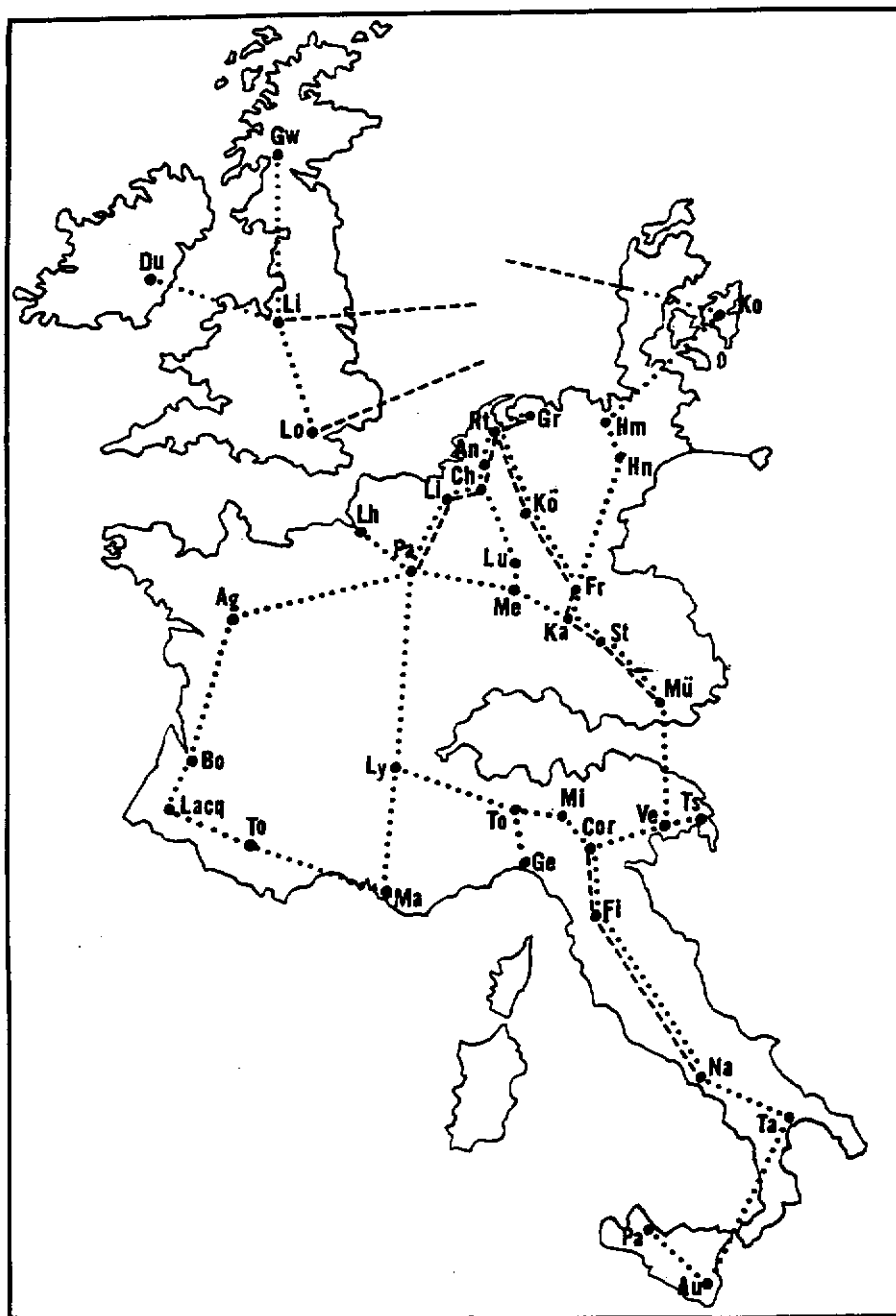


Tabella IV : Fattori del costo di produzione dell'SNG per vari tipi di alimentazione (mills/Nm³).
Capacità di produzione del gas 7 · 10⁶ Nm³/giorno.

Materia prima d'alimentazione	Nafta	Cherosene	Gasolio medio e pesante	Greggio
Servizi, catalizzatori, ecc.	1	1,1	1,3	1,5
Mano d'opera e spese generali relative	0,4	0,4	0,6	1,0
Ammortamenti	4,4	7,4	10,8	13,3
Costo totale (ad eccezione delle materie prime di alimentazione)	5,8	8,9	12,7	15,8
Rendimento termico (%)	91	90	84	79
Investimento (10 ⁶ \$)	70	70	105	130

Tabella V : Costo del trasporto e della distribuzione del metano per una situazione tipica
Costo del trasporto (dal porto alla città)

	Metano (per gasdotto)	Petrolio	
		(per oleodotto)	(per autobotte)
Per una distanza media di 300 km (\$/Tcal)	380	200	600

Costo della distribuzione (da una stazione urbana)

Uso	Metano (\$/Tcal)	Olio combustibile	
		(\$/Tcal)	\$/t
Domestico	2 100	1 500	15
Commerciale	1 350	1 500	15
Industriale	200	120 - 500	1,2 - 5

Tabella VI : Consumo di energia in Europa nel 1982 in tre situazioni diverse (10⁶ tce)

I° CASO		II° CASO		III° CASO	
Combustibile solido	258	Combustibile solido	258	Combustibile solido	258
Petrolio	1 275	Petrolio	271	Petrolio	200
		GNS da petrolio	1 004	(Mare del Nord)	
Gas naturale	327	Gas naturale	327	Gas naturale	1 040
Elett. prim.	206	Elett. prim.	206	Elett. prim.	206
	2 066		2 066		1 704

I° caso — Condizioni normali - Dati della Tabella I.

II° caso — Nel 1975 le raffinerie di petrolio cominciano ad essere sostituite dagli impianti di GNS, secondo le ipotesi del testo.

III° caso — Come nel II° caso, ma le importazioni di petrolio vengono interrotte a partire dal 1° gennaio 1982 e il consumo di energia viene ridotto del 20%. Il petrolio delle zone controllate dalla Comunità nel Mare del Nord, sarà usato esclusivamente per il trasporto.

ingenti scorte di petrolio risulta vantaggioso poichè essi possono investire il ricavato. D'altra parte in due o tre mesi non è possibile prendere alcun provvedimento efficace, ad eccezione, forse, di una guerra.

A nostro parere un mezzo che consentirebbe all'Europa di negoziare da una forte posizione strategica rispetto ai paesi esportatori sarebbe quello di poter uscire dal mercato petrolifero per un certo periodo, ad esempio, per cinque o dieci anni.

Ciò sarebbe possibile tramite i seguenti provvedimenti :

- la costruzione obbligatoria di impianti SNG per sostituire le raffinerie di petrolio che van fuori servizio e sopperire all'aumento di capacità;
- l'impiego dei giacimenti europei di metano come riserve strategiche. Il tasso di estrazione dovrebbe scendere rapidamente a zero, e un adeguato compenso per i proprietari dovrebbe naturalmente esser previsto.
- La costruzione di un sistema di emergenza per collegare tali giacimenti con la rete di trasporto del metano il quale abbia una capacità sufficiente a soddisfare i consumi in caso di chiusura di tutti gli impianti di SNG.

Costo della strategia

Per quanto riguarda il punto a) :

come risulta da quanto detto precedentemente, la differenza di costo di SNG rispetto ai prodotti petroliferi può essere considerata nulla. La strategia non comporterebbe qui costi supplementari.

Per quanto riguarda il punto b) :

se le riserve di gas vengono « congelate » come riserve strategiche, si deve provvedere ad una forma di compenso per indennizzare i proprietari dei giacimenti e per mantenere le attività di esplorazione. Una forma diretta e semplice di compenso sarebbe quella che la Comunità acquisti il gas al tasso attuale di estrazione, per esempio annualmente, il 3% delle riserve accertate.

Tale compenso raggiungerebbe in totale una cifra annua di \$ 2 × 10⁹. Si tratta di una forma di investimento che rimane bloccato, recuperabile solo quando il gas potrà essere usato.

Per quanto riguarda il punto c) :

un sistema di emergenza potrebbe essere quello illustrato nella Fig. 3. Il costo stimato si aggira intorno ai \$ 8×10^9 (Tabella VII). Il sistema non è ottimizzato.

La Tabella VIII presenta il costo netto complessivo della strategia, supponendo che sia utilizzabile per 20 anni alle condizioni esposte nella tabella. Riferito al consumo di petrolio, tale costo equivale grosso modo ad un incremento di circa \$ 0,3 per barile, cifra non trascurabile, ma certamente inferiore al recente incremento di più di 1 dollaro per barile³. In altri termini, anche se l'unica conseguenza della strategia fosse quella d'impedire un aumento di 0,3 dollari per barile, le spese sostenute sarebbero già compensate.

Eventuali perfezionamenti alla strategia di base

Poiché nelle nostre ipotesi siamo partiti da condizioni di base conservative, è possibile migliorare la strategia. Per esempio, il gas norvegese e sovietico, l'importazione di *GNL*, la trasformazione del carbone in combustibili liquidi e gassosi, per non parlare della scoperta di nuovi giacimenti di gas in Europa o dell'ottimizzazione della struttura o dell'esercizio delle reti di distribuzione del gas, sono altrettanti fattori che consentirebbero di ridurre i costi d'attuazione della strategia e di prolungare il periodo durante il quale la Comunità potrebbe ritirarsi dal mercato.

- L'importanza del gas norvegese e sovietico è ovvia; alcune indicazioni possono essere desunte dalla Fig. 4.
- Le importazioni di *GNL* rendono superflui gli impianti di *SNG* per la relativa quota del mercato. Le differenze nei costi d'investimento sono però minime. Tuttavia una flotta di navi cisterna per *GNL* sarebbe un elemento importante qualora la strategia venisse adottata da tutti i paesi importatori di petrolio (*OPIC*).
- Anche i 100 000 milioni di t di riserve di carbone della Comunità diventerebbero importanti se fosse possibile utilizzarne anche solo una parte a prezzi competitivi mediante procedimenti di fluidificazione.

³ L'articolo è stato scritto al principio del 1973.

Tabella VII : Rete supplementare necessaria per i casi d'emergenza (fine 1980).

	Lunghezza del gasdotto (100 km)	Capacità supplementare (Gcal/sec)	Costo delle linee supplementari (10 ⁹ \$)
Groningen-Amsterdam	1,8	158	2,1
Amsterdam-Rotterdam	0,68	120	0,58
Rotterdam-Colonia	2,40	36	0,62
Colonia-Francoforte	1,83	25	0,32
Francoforte-Karlsruhe	1,52	18	0,21
Karlsruhe-Stoccarda	0,76	19	0,10
Stoccarda-Monaco	2,20	18	0,30
Rotterdam-Anversa	0,87	54	0,34
Anversa-Charleroi	1,08	24	0,18
Charleroi-Lilla	1	32	0,23
Lilla-Parigi	3	18	0,37
Mare del Nord-Londra	2,9	25	0,51
Mare del Nord-Liverpool	3,6	37	0,96
Mare del Nord-Danimarca	3	7	0,15
Cortemaggiore-Firenze	1,5	6	0,56
Firenze-Napoli	4,8	6	0,19
		Totale	7,71

Il costo d'investimento dei gasdotti, il costo della messa in opera e la costruzione delle stazioni di servizio sono stati stimati secondo la procedura di ottimizzazione descritta in (10). Tuttavia, non si è tenuto conto dell'economia di scala per portate superiori a 10 Gcal/sec (corrispondenti a un diametro massimo delle condotte di circa 1,7 m).

- L'ubicazione degli impianti di *SNG* rispetto ai giacimenti di gas è importante ai fini del costo totale della rete. Un aspetto meno ovvio è che attraverso le condotte di emergenza i giacimenti di gas possono essere usati come un polmone per far fronte alle punte giornaliere e stagionali. Gli impianti di *SNG* potrebbero quindi funzionare in modo continuo e a piena capacità, senza riserve. L'economia così conseguita in materia di costi d'investimento e d'esercizio compenserebbe una parte del costo della rete di emergenza.
- Se si divide l'Europa in grosse aree di consumo si riscontra una buona corrispondenza colle riserve di metano, fatta eccezione per il sud, per il quale sarebbero necessarie condotte di emergenza di grande diametro e lunghezza, provenienti dal nord. Le dimensioni delle condotte potrebbero essere ridotte notevolmente qualora venissero usate per potenziare le riserve locali, rimet-

tendo il gas nei giacimenti esauriti o parzialmente vuoti, o alimentando depositi artificiali, per esempio nelle falde acquifere. In questo modo, in caso di emergenza, il gas sarebbe già nella zona.

Conclusioni

La presente analisi, anche se rappresenta una prima approssimazione, dimostra chiaramente che la tecnologia del *SNG* può offrire tutti i vantaggi del metano, ossia un basso tasso d'inquinamento, impianti di distribuzione non ingombranti e semplicità d'impiego, con leggere differenze di costo rispetto ai sistemi esistenti. Essa indica anche che il *SNG* può penetrare rapidamente nel mercato energetico profittando della rapida obsolescenza delle raffinerie e dell'espansione del mercato.

Un vantaggio supplementare della strategia basata sul *SNG* è che rappresenta una soluzione tecnicamente ade-

Tabella VIII : Costo della strategia per 20 anni.

Costo della strategia (\$ 10 ⁹)		Costo di una riserva equivalente di petrolio (\$ 10 ⁹) (3)					
Costo totale scontato (1)	Costo annuale (2)		Riserva equivalente alle riserve di gas (4)		Riserva equivalente al consumo d un anno (1980) (5)		
	Tasso costante	Tasso proporzionale al consumo del 1980	Scontato	Annuo	Capitale	Interesse (8%)	
Congelamento delle riserve : 11,4							
Linee di emergenza : 14,3							
Totale 25,7	2,75	1,93	53,5	5,7	16,3	1,3	

(1) Il costo totale della strategia comprende :

- le conseguenze economiche dovute all'impiego ritardato del 3%/anno delle riserve di gas europee;
 - il costo di una rete d'emergenza per far fronte al fabbisogno europeo nel 1980 con un tasso annuo d'espansione del 5% per provvedere all'incremento annuo del consumo. Questi costi sono scontati al 1° anno d'attuazione della strategia (1980) con un tasso del 10%/anno. Il valore del gas è stato ottenuto in base a un costo di \$ 20/tonnellata del petrolio, come indicato in (11).
- (2) I costi totali sono convertiti in un tasso annuo costante, o un tasso annuo proporzionale al consumo di petrolio (con aumento annuo del 5%).
- (3) Come raffronto è stato calcolato il costo di una riserva di petrolio per due casi. E' stato incluso solo il costo della riserva di petrolio (\$ 20/tonnellate) e non il costo dei serbatoi, che sarà quasi uguale al primo, raddoppiando il costo totale.
- (4) Il costo totale scontato e il costo annuo costante di una riserva di petrolio con la stessa energia delle riserve di gas europee.
- (5) Le spese d'investimento e gli interessi per una riserva di petrolio equivalente al consumo annuo del 1980.

guata per poter negoziare da una posizione di forza con i paesi esportatori di petrolio.

Tale strategia sarebbe molto utile per placare l'inquietudine dei paesi importatori che nasce dall'attuale sensazione d'impotenza e a lunga scadenza anche i paesi esportatori di petrolio profittebbero della sicurezza dei primi, d'altronde così forti in molti campi. Ci rendiamo conto comunque che per attuare realmente una strategia di questo genere è necessario un notevole coordinamento a livello politico.

EUSPA 12-12

Bibliografia : (1) J.A. LACEY « CRG-based SNG. Principle and process routes », British Gas Council, Midlands Res. Station, Solihull. (2) J.F. Mc MAHON « Fluidized bed hydrogenation process for SNG », *Chem. Eng. Progress*, 68 (1972), n. 12. (3) Da varie pubblicazioni della Commissione delle Comunità Europee. Cfr., per esempio, *Industria, Ricerca e Tecnologia* n. 158 (26 settembre 1972). (4) *Industria, Ricerca e Tecnologia* n. 160 (10 ottobre 1972); H. DANIELZIG : « Die Erdöl-wirtschaft der Welt in aktuellen Zahlen », Glückauf - Z. für Technik und Wirtschaft der Bergbau, 15 settembre 1972, Jhrg. 108, pag. 887-897. (5) M. AVARGUES et al. « Précis général des nuisances. Nuisances dues aux activités industrielles », p. 129/7, Guy le Prat, Parigi, 1971; cfr. anche : « Air Pollution » a cura di A.C. STERN, vol. III, p. 46, Academic Press, (1968). (6) « LNG-Fueled pollution-free bus debuts in West Germany », *Chem. Econ. & Eng. Review*, 4 (1972), n. 11. (7) E.J. NOBLES, M.J. VAN SICKELS « SNG in relation to synthesis gas », *Am. Inst. Chem. Eng.*, August 1972. (8) B. DUTKIEWICZ, P.H. SPITZ « Producing SNG from crude oil and naphtha », *Chem. Eng. Progress*, 68 (1972), n. 12. (9) Diverse comunicazioni private. Un accenno particolare va a « the Institute of Gas Technology », Chicago. (10) G. BEGHI, J. DE-JACE, G. GRASSI, C. MASSARO « Transport of natural gas and hydrogen in pipelines », Rapporto Interno Euratom (non disponibile). (11) G.W. BRUGGELINE « Natural gas for industry and electric power plants in the Netherlands », Symp. on the Problems Relevant to Natural Gas Markets in Europe, Barcellona, 23-29 ottobre 1970.

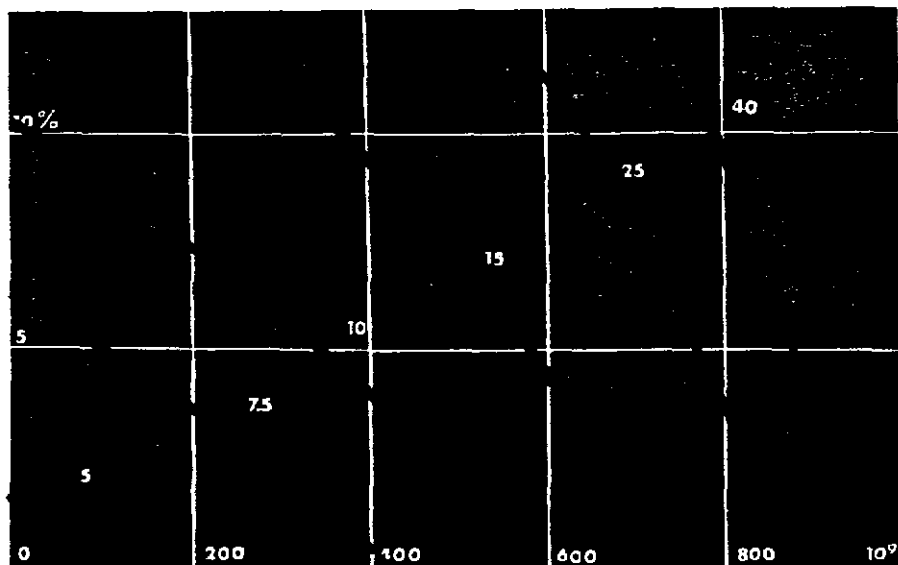


Fig. 4 : Indice statico delle riserve di gas europee (anni). Durata in anni delle riserve se usate per sostituire tutte le importazioni, a partire dal 1982. Sulle ascisse sono tracciate le importazioni di gas naturale (m³/anno); sulle ordinate l'incremento annuo delle scoperte di gas naturale (%).