

**RISPOSTE DEL SOTTOSEGRETARIO DI STATO
ALLE PARTECIPAZIONI STATALI, SENATORE ANGELO CASTELLI,
AI QUESITI POSTI DAL PRESIDENTE
DELLA XII COMMISSIONE PERMANENTE, INDUSTRIA**

(Seduta del 19 novembre 1976)

PAGINA BIANCA

**RISPOSTE DEL SOTTOSEGRETARIO DI STATO ALLE PARTECIPAZIONI STATALI
AI QUESITI POSTI DAL PRESIDENTE DELLA XII COMMISSIONE**

Quale tasso di sviluppo si ritiene di dover assumere per far fronte alla necessità di consumi elettrici in Italia e quindi quante centrali si prevede di dover costruire ?

Nell'ipotesi che la richiesta di energia elettrica si sviluppi nel prossimo decennio ad un tasso medio annuo di circa il 5,5 per cento, che appare maggiormente in linea con le previsioni, la richiesta di potenza elettrica in Italia, compresa la potenza di riserva per manutenzioni programmate e per indisponibilità forzate, dovrebbe ammontare nel 1985 a circa 57.000 MW contro i 75.000 previsti dal PEN e circa 62.000 secondo le più recenti valutazioni dell'ENEL (aprile 1976).

Per la copertura di tale incremento decennale che dagli attuali 33.500 ed i previsti 57.000 risulta di circa 24.000 MW è da sottolineare che l'ENEL e gli altri produttori hanno attualmente in costruzione 22.267 MW così ripartiti:

- 5.227 idroelettrici;
- 14.400 termoelettrici;
- 1.790 termoelettrici a turbo;
- 850 nucleari.

Considerato altresì che entro il 1985 saranno radiati dal parco centrali circa

1.000 MW ne consegue che, per coprire l'aumento di potenza, a tale data, sarà sufficiente costruire soltanto le quattro centrali nucleari da 1.000 MW ordinate nel 1973-74.

Solo dopo il 1985, terminato l'attuale programma termoelettrico e assumendo l'ipotesi che tutto l'incremento di potenza elettrica necessaria sarà coperto da fonti nucleari, potrà essere avviato un concreto programma di centrali nucleari che si può assumere nell'ordine delle 20 centrali nel quinquennio 1985-90.

* * *

« Le alterne vicende dell'economia mondiale, il numero indeterminato e indeterminabile di variabili sulle quali poggia la sua evoluzione nel tempo, rende oggi estremamente difficile ogni attendibile estrapolazione dello sviluppo economico generale e di quello dei singoli paesi industrializzati.

In particolare per quanto riguarda l'Italia, alle variabili di carattere internazionale si aggiungono variabili di ordine interno che accentuano semmai il grado di indeterminazione delle previsioni dello sviluppo economico nazionale.

Per quanto riguarda specificamente le previsioni sul tasso di sviluppo dei consumi elettrici in Italia sulle quali si basa il programma di costruzione delle centrali nucleari, non può che farsi riferimento alle indicazioni formulate in proposito dall'ENEL, unico organismo in grado di valutare alcuni fondamentali parametri quali, ad esempio, gli effettivi tassi di utilizzazione delle centrali. Per altro, non si hanno difficoltà ad esprimere alcune considerazioni da valutare sempre con le riserve dianzi formulate.

Rispetto ai tassi di sviluppo della economia italiana negli anni '60, si parla oggi di tassi molto contenuti fino al 1980 e quindi di una certa ripresa a tassi mediamente del 4-5 per cento nel corso degli anni '80.

In tale contesto non sembra ingiustificato un ripensamento delle previsioni circa l'evoluzione della domanda di energia elettrica contenuta nel PEN, anche se può ritenersi ancora valida la considerazione che l'evoluzione della domanda di energia elettrica debba avvenire a ritmi più sostenuti di quelli relativi alle domande globali di energia.

Il problema del realismo o meno dei tassi di sviluppo della domanda di energia elettrica va comunque visto tenendo conto soprattutto dei seguenti elementi:

- 1) evoluzione del reddito;
- 2) evoluzione della produzione industriale;
- 3) evoluzione dei consumi privati con particolare riferimento ai beni il cui uso si traduce in domanda di energia elettrica;
- 4) politica delle tariffe elettriche;

5) impatto della politica di conservazione sulle modalità di utilizzo della energia elettrica.

Il riferimento ai settori è di importanza fondamentale data la diversità di problematiche al loro interno: in particolare, mentre si può stimare che nel caso del settore industriale l'evoluzione della domanda di energia elettrica dipenda dalle ipotesi di evoluzione del reddito e delle attività produttive, nel caso del settore degli usi civili la previsione presenta margini di incertezza ancora più grandi per cui, anche con riferimento ad una sola ipotesi di evoluzione del reddito, si possono avere diverse alternative di sviluppo della domanda di energia elettrica.

In breve, la risposta al quesito circa la possibile evoluzione della domanda di energia elettrica (e relativi programmi elettronucleari) può essere così sintetizzata:

a) l'energia elettrica dovrebbe avere uno sviluppo dei consumi più sostenuto, nei prossimi anni, rispetto alle altre fonti di energia: e ciò per vari motivi. Uno di questi è l'ancora basso consumo *procapite* dell'energia elettrica in Italia rispetto agli altri paesi, come è stato ricordato;

b) è probabile tuttavia che i consumi di energia elettrica ipotizzati nel Piano Energetico Nazionale debbano essere rivisti — in diminuzione — alla luce della persistente crisi economica nazionale;

c) il quesito non deve porsi tanto in termini di una precisa stima ad un dato anno dei fabbisogni di energia; occorre piuttosto vedere il problema come possibilità di assicurare in un certo arco

temporale il soddisfacimento della prevedibile domanda, potendo disporre di un sufficiente margine per fronteggiare gli inevitabili spostamenti tra previsioni ed effettivi andamenti.

L'assumere rigidamente un certo anno come unico termine di riferimento per una previsione di medio termine comporta il rischio, nella ragionevole ipotesi di un recupero del tasso di sviluppo dei consumi di energia, di una inadeguata dotazione dell'economia nazionale di impianti generatori di energia elettrica, con evidenti gravi conseguenze sullo sviluppo economico e sui livelli di occupazione.

Tale rischio aumenta di rilevanza ove si consideri che dall'ordinazione alla entrata in esercizio di una centrale nucleare trascorrono almeno 8 anni;

d) va detto, pertanto, che i lunghi tempi tecnici ed amministrativi necessari per la realizzazione delle centrali elettriche — ed in particolare quelle elettronucleari — consigliano di avviare rapidamente il programma di realizzazione di centrali elettriche onde evitare che l'auspicata ripresa economica italiana trovi il paese privo di sufficiente potenza elettrica installata.

Successive verifiche delle previsioni di sviluppo dei consumi elettrici in Italia possono consentire allo stesso ENEL, di intesa con l'industria nucleare, l'acceleramento o il rallentamento di certi tempi di realizzazione delle centrali ».

* * *

Ritiene che il potere politico debba chiaramente intervenire nelle scelte attraverso le quali si definisce e si qualifica lo sviluppo nucleare? Con quali modalità e temporalizzazione?

« Non sembra che possano esservi dubbi sulla necessità che le scelte di politica energetica debbano essere assunte a livello di responsabilità politica.

Si tratta di decisioni fondamentali che possono qualificare in un senso o nell'altro lo sviluppo economico e industriale, la sicurezza del paese, i rapporti non meramente industriali con i paesi detentori delle tecnologie nucleari.

La decisione politica sui principali problemi posti dal programma elettronucleare nazionale non è dunque una facoltà, ma un preciso dovere della classe politica che si esprime a livello di Parlamento e di Governo.

È comunque evidente che le scelte politiche possono essere adottate consapevolmente e responsabilmente nel rispetto e nella dovuta considerazione della posizione degli altri centri di responsabilità, politica e imprenditoriale, coinvolti nel problema nucleare.

Occorre infatti tener conto da un lato della volontà politica espressa, a nome delle popolazioni interessate, dai rappresentanti politici delle regioni e dei comuni, da un altro lato dalle posizioni assunte in proposito dai sindacati.

Grande importanza presenta infine la opinione dell'industria, degli organismi di ricerca cui spetterà appunto la responsabilità diretta del programma nucleare. In modo particolare l'autorità politica dovrà annettere la massima importanza a quelle considerazioni di ordine tecnico che sono alla base di decisioni politiche; ciò affinché sia possibile garantire il successo al piano industriale e imprenditoriale del programma nucleare.

È comunque importante ricordare la urgenza di pervenire alle più opportune decisioni e quindi all'avvio del program-

ma nucleare al fine di riguadagnare, per quanto possibile, il tempo perduto.

È pertanto auspicabile il più ampio e sollecito dibattito in sede parlamentare sulle considerazioni e sulle proposte formulate dagli enti e organismi interessati al programma nucleare forniti in occasione dell'indagine conoscitiva della Commissione Industria della Camera dei Deputati ».

* * *

Come intende risolvere il problema della scelta della filiera? Ritiene che una volta scelta la filiera sulla quale la industria italiana dovrebbe, in accordo con l'ENEL e il CNEN, acquisire gradi sempre maggiori di autonomia tecnologica, questa stessa filiera debba essere appannaggio di un solo o più licenziatari?

« Occorre riaffermare l'opportunità di una scelta fondata innanzitutto sulla valutazione e riconoscimento della struttura e delle capacità industriali operanti nel campo della progettazione ed ingegneria degli impianti nucleari completi. Come si è avuto modo di dichiarare in occasione dell'audizione del 19 novembre scorso, occorre procedere con la necessaria gradualità, muovendosi in una prima fase su entrambe le filiere BWR e PWR al fine di acquisire ulteriori esperienze che consentano in un momento successivo ulteriori esperienze che permettano in un momento successivo una più meditata politica nei confronti dei licenziatari.

La decisione non può per altro prescindere da un chiarimento sugli strumenti per dare operatività ad una scelta né dalla presa di coscienza che l'Italia non ha ancora raggiunto un livello di au-

tonomia tecnologica per scegliere una filiera "nazionale".

Per quanto riguarda il numero dei licenziatari il problema si pone in una prospettiva di medio e lungo periodo, sembrando comunque ragionevole evitare duplicazioni che, stante la dimensione del mercato nazionale e le possibilità non considerevoli di penetrazione sui mercati terzi, rappresenterebbero un inutile dispendio di risorse destinabili verso altri obiettivi di crescita dall'apparato industriale del paese ».

* * *

Quali sono a suo avviso le difficoltà che si sono finora frapposte all'attuazione delle direttive del Piano Energetico Nazionale o del CIPE in materia di costruzione delle centrali nucleari da parte dell'ENEL? Difficoltà di committenza o di carattere finanziario?

Se si tratta soltanto di difficoltà di carattere finanziario, attraverso quali vie o procedure ritiene di dover reperire i finanziamenti necessari?

« Rispondendo unitamente alle due domande, occorre innanzitutto precisare che l'avvio della fase esecutiva del Piano Energetico Nazionale è stato ostacolato in misura rilevante dalla difficoltà di localizzazione delle centrali. Per tale ragione non è stato ancora possibile iniziare i lavori delle centrali ordinate dall'ENEL tra la fine del 1973 e l'inizio del 1974: per due soltanto si spera di aprire il cantiere agli inizi del prossimo anno (quelle ubicate nell'alto Lazio). D'altro canto l'impegno finanziario comportato dalla costruzione di impianti nucleari pone gravi problemi di bilancio all'ENEL che fanno temere, in assenza di adeguati provvedimenti, l'insorgere di

nuovi ostacoli per un pronto avvio del programma nucleare e per una adeguata pianificazione delle commesse e dei relativi pagamenti.

Va rilevato infine che la definizione di tali provvedimenti non può non essere interamente affidata alle decisioni del Parlamento e dal Governo ».

* * *

Ella, onorevole Sottosegretario, è favorevole o contrario ad una committenza separata tra isola convenzionale, caldaia nucleare (NSS) e sistemi ausiliari della caldaia (BONI)? Per quali motivi?

« Va condivisa l'impostazione di una committenza ripartita in tre sottosistemi — isola nucleare, parte convenzionale e opere civili — che considera l'isola nucleare come un unico sottosistema: unità che si ritiene opportuna oltre che per ragioni economiche, soprattutto per le intime interconnessioni tecnologiche esistenti fra la caldaia nucleare (NSS) e i sistemi ausiliari (BONI).

Va inoltre ricordato che il BONI contiene apparecchiature e sistemi indispensabili per assicurare i necessari livelli di sicurezza dell'intera centrale essendo esso il garante della prontezza degli interventi al verificarsi di situazioni di emergenza all'interno della caldaia nucleare ».

* * *

Cosa le consta in merito al fatto che l'ENEL possa acquisire, nel giro di pochi anni, e con la semplice consulenza di un architetto ingegnere la capacità di progettare i sistemi ausiliari (BONI) dell'isola nucleare?

In quale altro modo si può allora parlare di una "centrale standardizzata dell'ENEL"?

« Si ritiene che vadano riconosciute all'ENEL le responsabilità fondamentali relative alle centrali nucleari (potenza, configurazione generale dell'impianto, ecc.) e il compito di architetto industriale generale, responsabilità che sono già sufficienti per configurare una "centrale standardizzata" dell'Ente elettrico. Ad esse si può aggiungere quella, prevalente, delle funzioni di ingegneria generale per la parte convenzionale della centrale senza escludere gli opportuni rapporti di collaborazione con l'industria.

Va d'altra parte riconosciuto che quest'ultima ha già maturato positive esperienze in campo nucleare e che, tenuto conto degli orientamenti emergenti circa le modalità di committenza per i nuovi impianti nei tre principali sottosistemi, possa svolgere convenientemente il suo ruolo, nell'area della progettazione e ingegneria dell'intera isola nucleare avvalendosi anche, come del resto sempre osservato, delle capacità e delle esperienze maturate dall'ENEL.

Senza entrare, come sembra doveroso, nel merito particolare dei problemi interni alla struttura di tale Ente, si ritiene che il mantenimento e lo sviluppo dei rapporti di collaborazione tra industria ed ENEL possa consentire a questo ultimo di svolgere pienamente gli impegnativi ruoli sopra illustrati ».

* * *

Nella fase della fabbricazione del combustibile l'acquisto della FN (Fabbricazione Nucleare) di Bosco Marengo da parte dell'AGIP Nucleare può considerarsi uno

sganciamento totale della *General Electric* in questo settore? Quale condizionamento può esercitare la *General Electric* sull'AGIP Nucleare e sulla FINMECCANICA?

« Sulla base dei recenti accordi tra IRI - FINMECCANICA ed ENI nel quadro degli indirizzi stabiliti dal CIPE riguardo al ciclo del combustibile la quota di maggioranza nella società Fabbricazioni Nucleare è oggi detenuta dall'AGIP Nucleare mentre la società Ansaldo, del gruppo FINMECCANICA, ha mantenuto una partecipazione di minoranza.

Circa il problema della fabbricazione del combustibile sono tuttora vigenti gli accordi conclusi dall'AMN con la *General Electric* per quanto riguarda la progettazione e la gestione tecnica delle prime cariche mentre l'AGIP Nucleare ha concluso, di recente, analoghe intese con la società statunitense per quanto riguarda le ricariche del combustibile nucleare.

Gli accordi AGIP Nucleare - *General Electric* consentono alla prima di utilizzare liberamente la fabbrica di Bosco Marengo per qualsiasi tipo di combustibile e per qualsiasi cliente, anche estero.

Pur mantenendo la licenza *General Electric* (combustibile BWR) la FN può fabbricare combustibile di concorrenti della *General Electric* senza dover pagare *royalties* alla *General Electric* su tali lavorazioni, come invece stabilivano gli accordi originali.

In conclusione la AMN, una volta acquisita la licenza PWR, può realizzare nella FN la fabbrica unica nazionale di combustibili ad ossidi di uranio, che coprirà tutte le fasi manifatturiere che sono a valle dell'arricchimento (riconversioni, pellettizzazioni, fabbricazioni)».

* * *

Passo ora ad una questione relativa all'energia solare: domando se non si ritiene opportuno, visti i risultati che stanno ottenendo altri paesi (Francia, Israele, e Giappone in particolare), avviare un'attività di sperimentazione sull'energia solare con programmi « dimostrativi » da parte del CNR e se non si possa predisporre un disegno di legge che imponga di destinare una piccola percentuale degli investimenti in edilizia pubblica (ospedali, scuole, ecc.) alle realizzazioni di impianti sperimentali, in particolare rivolti alla produzione di acqua calda e al riscaldamento-condizionamento diretto dell'edificio, eventualmente anche come integrazione degli impianti tradizionali poiché sono prevedibili sensibili risparmi.

« Si ritiene che le iniziative proposte in tema di sperimentazione sull'energia solare, avvalendosi anche di specifici provvedimenti legislativi, siano da condividere valorizzando appieno le capacità del CNR e l'indispensabile collegamento con l'industria per le attività di sviluppo circa l'impiego di tale fonte energetica.

In proposito sia l'ENI che l'IRI stanno ponendo la massima attenzione su tale importante tema di ricerca e di sperimentazione. L'ENI, come già accennato in occasione dell'audizione del 19 novembre scorso, ha predisposto un progetto di ricerca e sviluppo inteso ad allargare la presenza del gruppo nel campo delle nuove fonti di energia attraverso la messa a punto di tecnologie e strutture adeguate e a favorire la penetrazione commerciale di prodotti e servizi del gruppo collegati al settore dell'energia solare.

Tra l'altro l'ENI ha già in corso di attuazione un prototipo (palazzina uffici Pignone) che sarà attrezzato con impianto solare in grado di soddisfare le esigenze di riscaldamento, condizionamento

ed acqua calda la cui realizzazione è prevista entro la metà del 1977. L'IRI-FINMECCANICA, attraverso la società Ansaldo, svolge in questo specifico campo una significativa attività di sperimentazione industriale, avviata da circa un triennio con l'insorgere della crisi energetica. Tale società, tra l'altro, ha acquisito l'accesso ai risultati di uno dei due impianti sperimentali esistenti al mondo (S. Ilario-Genova) nella tecnologia dell'alta pressione e temperatura per la produzione di energia elettrica di fonte solare.

Fra i risultati di maggiore rilievo finora conseguiti va segnalata la fornitura ad una istituzione nordamericana di un impianto da 300 KW termici nell'ambito di un programma ERDA (*Energy Research Development Agency*) per la realizzazione del primo prototipo da 5.000 KW elettrici all'inizio degli anni '80.

* * *

Tornando ora ai problemi concernenti il settore nucleare, vorrei chiedere: in quale misura l'indipendenza energetica dipende anche dal ciclo del combustibile nucleare nelle sue varie fasi?

Come contribuisce a tale maggiore indipendenza la fase dell'approvvigionamento dell'uranio? Come può evolvere il rapporto tra AGIP Mineraria ed ENEL nella fase approvvigionamento uranio naturale? E come può o deve evolvere il rapporto tra ENEL ed AGIP Nucleare nella fase dell'arricchimento? Qual è la ipotesi politico-organizzativa concreta che si vuole adottare?

L'aumento del fabbisogno energetico comporta un aumento del combustibile: quali previsioni sono state fatte in merito ai rifornimenti?

Se una parte di energia verrà prodotta attraverso centrali nucleari, si è re-

dato un piano dei rifornimenti del combustibile e chi ne assume la responsabilità?

«Facendo riferimento al programma di minima ENEL nel 1991, circa il 60 per cento dei fabbisogni italiani di energia elettrica dovrebbero essere coperti da centrali nucleari.

Ciò significherebbe che nel corso dell'anno 1991 l'uranio sostituirebbe circa 70 milioni di tonnellate di petrolio. Poiché il costo del kWh di origine nucleare è notevolmente inferiore a quello di origine termica convenzionale, ne conseguirebbe un forte risparmio di valore assoluto ed una drastica riduzione degli oneri che si riflettono sulla bilancia italiana dei pagamenti.

Il risparmio sopra accennato rimane sempre molto sensibile anche se in futuro aumentasse ancora, come probabile, il prezzo del concentrato di uranio (U_3O_8). Ciò in quanto, nel caso dell'energia nucleare, il costo del kWh è solo modestamente influenzato dal prezzo della materia prima energetica (concentrato di uranio).

In particolare l'indipendenza italiana per il combustibile nucleare è praticamente nulla per quanto riguarda la produzione e lavorazione in miniera e la conversione in esafluoruro (fasi che rappresentano circa il 45 per cento del costo del ciclo del combustibile); è consistente per quanto concerne la fase dell'arricchimento per la partecipazione italiana alle iniziative internazionali Eurodif e Coredif (fase che rappresenta circa il 24 per cento del costo dell'intero ciclo): è quasi totale per le fasi di riconversione ad ossido, di progettazione o fabbricazione degli elementi di combustibile (circa il 12 per cento del costo del ciclo) e per la

fase delle lavorazioni del combustibile irradiato (circa il 19 per cento del costo del ciclo) le cui iniziative, sia pure in regime di licenza, è previsto che siano realizzate in Italia.

Un maggior contributo della fase di approvvigionamento di uranio naturale può verificarsi in relazione alle nuove scoperte di depositi uraniferi in Italia, alla scoperta di giacimenti all'estero derivanti dall'attività di ricerca AGIP Mineraria in atto o futura, alla partecipazione italiana a giacimenti esteri e a particolari contratti a lunga scadenza con i produttori esteri.

Un maggiore contributo della fase arricchimento può a sua volta derivare dalla realizzazione in Italia degli impianti Coredif.

Il rapporto ENI-ENEL nella fase approvvigionamento di uranio naturale potrebbe evolvere nel senso di un accordo che consenta una programmazione della copertura dei fabbisogni nazionali nonché una remunerazione del servizio sulla base del costo *plus* (è noto che la Spagna ha adottato una soluzione di questo genere per regolare i rapporti tra combustibilità nazionale (ENUSA) ed elettroproduttori nazionali).

Il rapporto AGIP Nucleare-ENEL-CNEN nella fase di arricchimento potrebbe articolarsi nel modo seguente:

— assegnare ad un unico operatore industriale nazionale la gestione della partecipazione italiana in Eurodif-Coredif sia perché si tratta di una partecipazione in una società industriale, sia perché un unico operatore può rappresentare con più decisione ed autorità gli interessi italiani nei riguardi degli altri soci;

— l'operatore detto sopra dovrebbe essere il combustibilista nazionale italia-

no, al quale il servizio svolto dovrebbe essere remunerato sulla base del costo-*plus*;

— costituzione di un comitato AGIP-ENEL-CNEN per programmare la copertura dei fabbisogni italiani dei servizi di arricchimento, per verificare la congruenza con le disponibilità di minerale, nonché per valutare l'opportunità o la necessità del collegamento di eventuali eccedenze di detti servizi ».

* * *

Chiedo ora se non si ritenga opportuno che nel quadro della diversificazione delle fonti di energia venga mantenuta, nel bilancio energetico nazionale, l'attuale quota di combustibili fossili solidi (carbone e ligniti) al fine di massimizzare, nel più breve tempo possibile, le disponibilità delle centrali termoelettriche attualmente funzionanti a carbone o lignite; il che implica anche una idonea campagna mineraria per la valorizzazione dei giacimenti nazionali di lignite (nel Valdarno, ecc.) e di carbone (Sulcis), la definizione di forme di approvvigionamento dall'estero che garantiscano la stabilità nelle caratteristiche del carbone utilizzato, e idonee scelte di ricerca applicata all'industria onde identificare degli sbocchi produttivi possibili per le ceneri.

Si domanda quale sia lo stato attuale dell'*iter* del piano minerario nazionale, e in quale misura la realizzazione di un tale piano possa assicurare un contributo alla soluzione dei problemi energetici per quanto riguarda la valorizzazione delle pur esigue risorse energetiche nazionali, segnatamente per i combustibili fossili solidi; e se sia previsto in proposito un qualche ruolo, e in che misura e secondo quali strategie, dell'EGAM.

« La struttura delle fonti primarie per i consumi di energia e le previsioni di medio-lungo periodo fanno ritenere che,

al 1985, il carbone non sarà in grado di apportare un contributo superiore a quello previsto negli obiettivi del PEN.

Mancano infatti gli impianti per un suo utilizzo più intensivo e, tra quelli esistenti, alcuni restano inutilizzati per motivi soprattutto di natura ecologica. Ciò comporta come conseguenza un rallentamento nell'industria carbonifera, che deve logicamente adeguare i suoi programmi alla possibilità di assorbimento del mercato e potrebbe non essere pronta a soddisfare, a breve termine, una sostanziale maggiore richiesta.

Alla luce di quanto esposto, sembra quindi più che mai opportuno, nel quadro della diversificazione delle fonti di energia, la delibera del CIPE concernente l'attuazione del Piano Energetico Nazionale per quanto riguarda l'approvvigionamento e l'utilizzo del carbone in sostituzione del petrolio nei settori che presentano una alternativa di impiego, nonché lo sfruttamento delle riserve carbonifere nazionali.

Il Piano Energetico prevedeva, limitatamente alle centrali termoelettriche di elevata potenza (sopra 200 MW), la possibilità di impiego di 2,8 milioni di tonnellate di carbone nel 1976 e di cinque milioni di tonnellate nel 1978, ovviamente da soddisfare interamente con carbone di importazione.

Le sole centrali di Vado Ligure e La Spezia, attrezzate per ricevere carboni con navi di grossa portata dovrebbero raggiungere, a programmi ultimati, una potenza di 3.600 MW, con possibilità di consumare da 4 a 6 milioni di tonnellate-anno di carbone.

In realtà i consumi di carbone del 1976 resteranno ben al di sotto delle possibilità, e i programmi relativi al com-

pletamento della centrale di Vado Ligure sono in netto ritardo.

Poiché attualmente il carbone energetico viene offerto a prezzi competitivi, i minori consumi registrati devono essere attribuiti a cause di altro genere (ecologia, smaltimento e/o utilizzo delle ceneri, ecc.) che, analogamente a quanto avviene negli altri paesi, devono trovare una soluzione, almeno nella misura in cui questi problemi realmente esistono.

Appare in ogni caso auspicabile che il potenziale di centrali termoelettriche del nostro paese che possano funzionare a carbone non rimanga inutilizzato e che i programmi delle centrali a carbone già definiti vengano portati a termine.

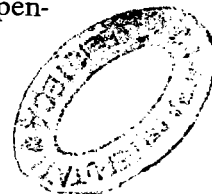
Per quanto concerne gli approvvigionamenti di carbone energetico, è innanzitutto indispensabile un preciso programma di utilizzo, che permetta, fin che le condizioni di mercato permarranno abbastanza favorevoli, di stipulare contratti a lungo termine sufficientemente garantiti, oppure di entrare in partecipazione *joint-venture* nelle miniere e nei trasporti.

Quanto sopra fa parte dei compiti istituzionali dell'EGAM quale Ente di gestione a cui è demandato l'approvvigionamento delle materie prime.

Per quanto concerne la valorizzazione delle riserve carbonifere nazionali, a parte i modesti giacimenti di lignite in via di esaurimento, resta il bacino del Sulcis.

L'EGAM, con la partecipazione della Regione sarda, ha recentemente costituito la Carbosulcis con il compito di definire, mediante sondaggi e tracciamenti, la reale entità delle riserve economicamente estraibili nel bacino e di preparare un piano di fattibilità.

Questa fase di ricerca, la cui durata è prevista in 3 anni, si è resa indispen-



sabile, anche in considerazione della bassa qualità del carbone che, a causa dell'elevato contenuto di zolfo, non può essere bruciato massicciamente nelle centrali senza trattamento e non può essere gravato di eccessivi oneri di trasporto a causa del suo scarso valore intrinseco (basso potere calorifero).

La possibilità di sfruttamento del giacimento e la valorizzazione ottimale del carbone Sulcis nell'ambito del reperimento di fonti nazionali alternative di energia potranno quindi essere definite soltanto quando sarà nota la reale entità delle riserve e sarà stato elaborato un preciso piano di fattibilità ».

* * *

In base a quali necessità, distinte per consumi (produzione industriale, usi civili, residenziali e pubblici, trasporti, energia elettrica ecc.) si basano le previsioni di fabbisogno energetico per i prossimi anni ?

« Le previsioni di fabbisogno energetico per i prossimi anni dovrebbero partire da analisi che tengono conto delle caratteristiche strutturali e delle prospettive di sviluppo dei seguenti settori:

- Agricoltura;
- Industria manifatturiera;
- Industria petrolchimica;
- Usi civili;
- Trasporti;
- Industria energetica.

Ovviamente questa è solamente una indicazione di massima; in realtà, anche all'interno dei settori, esistono problemi e situazioni molto differenti tra di loro che devono essere attentamente considerati nella formulazione di previsioni di fabbisogno energetico. Così, ad esempio,

la voce "usi civili" comprende una pluralità di usi che vanno dal riscaldamento delle abitazioni private, al riscaldamento degli edifici ad uso uffici, al condizionamento, agli usi di cucina ecc. La voce "trasporti" comprende sia il trasporto privato che quello pubblico, il trasporto passeggeri e quello merci. Il settore "industria manifatturiera", a sua volta, rappresenta una realtà piuttosto eterogenea che va dall'industria siderurgica con consumi energetici di grande rilevanza, e, in notevole misura obbligati, ad industrie con strutture dei fabbisogni energetici profondamente diverse.

Vale anche la pena di sottolineare che le previsioni circa la soluzione della domanda di energia, per quanto accurate e corredate di analisi di dettaglio, rimarrebbero comunque soggette a tutte le incertezze che riguardano l'evoluzione del sistema economico nel suo complesso. In particolare da decisioni di natura politica relative agli indirizzi di natura economica ed industriale che i competenti organi del Parlamento e del Governo dovranno assumere e i cui contenuti non possono essere oggi anticipati.

Per quanto riguarda il settore degli "usi civili" e, in misura più limitata quello dei "trasporti", sono immaginabili anche misure di politica dei prezzi e/o di politica di conservazione della energia più stringenti di quelle finora adottate. In questo modo l'evoluzione dei consumi energetici negli usi non produttivi potrebbe risultare più contenuta e meno rigidamente correlata all'evoluzione del reddito ».

* * *

Quali sono le quantità di energia destinate ad aumentare il prodotto nazio-

nale lordo; subordinatamente, quale parte dell'energia destinata all'industria viene destinata all'esportazione e quale ai consumi interni?

« Si può stimare che le quantità di energia destinate a contribuire a formare il prodotto nazionale lordo sono nel nostro paese pari ad oltre il 60 per cento dei consumi fiscali di energia. Questa cifra dà un'idea seppure approssimata di come l'energia rappresenti soprattutto un fattore di produzione più che un bene di consumo. Considerando inoltre che il rapporto prodotto lordo-esportazione è pari a circa il 20 per cento, si può stimare che una percentuale analoga dei consumi di energia per usi produttivi venga riesportata sotto forma di prodotti della nostra industria. In altri termini nel valutare l'ammontare del *deficit* della bilancia commerciale dovuto alle importazioni di energia occorre tener presente che quantitativi non trascurabili di fonti di energia vengono in realtà riesportati con un vantaggio netto per l'intero sistema economico ».

* * *

Quale evoluzione è prevista nei costi dell'energia e quali sono le previsioni per i costi della produzione destinata alla esportazione?

« Per quanto riguarda i futuri costi di energia, la pratica impossibilità di sviluppare e mettere in produzione quantitativi sostanziali ed a basso costo di fonti alternative al petrolio OPEC entro il prossimo quinquennio rende improbabile una diminuzione del prezzo delle fonti importate. In altri termini, pur sen-

za prevedere il verificarsi di situazione di scarsità fisica nelle disponibilità di energia — al netto di eventi eccezionali di carattere politico —, il costo relativo all'approvvigionamento della medesima rappresenterà un ulteriore vincolo alla soluzione dei problemi strutturali dell'economia italiana, che verrà a mancare di una delle condizioni che sono state alla base dello sviluppo degli anni '50 e '60 ovvero della disponibilità di energia a basso costo.

In particolare, per quanto riguarda il petrolio che da solo ha supplito nel '75 al 70 per cento dell'intero fabbisogno energetico del nostro paese e che continuerà ad avere un ruolo di primo piano nel prossimo decennio, si prevede un crescente esborso valutario.

In effetti a fronte di un esborso valutario per l'anno 1976 in circa 7.300 miliardi di lire si prevede già nel 1977 un esborso di 7.600 miliardi di lire per effetto del solo imputato rapporto lire/dollaro; e ciò nell'ipotesi che i prezzi del greggio all'origine non subiscano alcuna variazione nel corso del 1977.

Le recenti decisioni di aumenti differenziati del greggio da parte dei diversi produttori, maturate in occasione della ultima riunione dell'OPEC, non consentono un preciso apprezzamento del livello medio del maggiore esborso valutario per l'importazione di petrolio in Italia che comunque si aggirerà sull'ordine di diverse centinaia di miliardi di lire.

Assumendo per gli anni successivi al 1977 un incremento medio annuo dei prezzi del greggio pari al 6 per cento per i prezzi *fob* e al 2 e 3 per cento per il costo del nolo rispettivamente negli anni '76-80 e '80-85, gli esborsi valutari sarebbero pari a circa 10.500 miliardi di

lire nel 1980 e ad oltre 16.000 miliardi di lire nel 1985.

Va anche rilevato che ulteriori peggioramenti del tasso di cambio lira/dollaro, provocherebbero un proporzionale aumento dell'esborso in lire.

Per quanto riguarda le risposte alle altre domande si vedano quelle relative ai problemi dell'approvvigionamento di petrolio e di combustibile nucleare ».

* * *

Non ritiene che l'ENI debba recuperare il ruolo internazionale di importanza non secondaria che aveva fino alla morte di Mattei e che fu deliberatamente abbandonato a seguito dell'assunzione di una strategia che considerava il petrolio una risorsa di larghissima disponibilità a costi bassi e decrescenti nel tempo, ipotesi che, come è noto, è stata ampiamente smentita dai fatti.

Cioè che l'ENI possa arrivare a garantirsi, mediante un'attività estrattiva propria, l'approvvigionamento del greggio in quantità tale da consentire il soddisfacimento di quote crescenti e maggioritarie del fabbisogno italiano di idrocarburi.

« Come si è fatto presente nell'intervento alla Commissione Industria, per quanto concerne il ruolo dell'ENI nel settore della ricerca e produzione di idrocarburi e l'evoluzione di tale ruolo nel corso degli anni, è necessaria una considerazione di fondamentale importanza: il ruolo dell'ENI nel settore, volto all'acquisizione di fonti di energia ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti del paese, non è stato mai abbandonato malgrado il permanere sul mercato di condizioni tali che sembravano sconsigliare l'attività di ricerca in presenza di una offerta di greggio abbondante ed a prezzi

stabili in dollari correnti e quindi decrescenti in termini reali.

Tali investimenti di ricerca mineraria, per le compagnie come il gruppo ENI entrate solo da pochi anni nel settore, risultavano nel passato molto più onerosi che per gli altri operatori i quali avevano acquisito il controllo pressoché totale sulle aree migliori dal punto di vista produttivo.

Nonostante ciò l'obiettivo fondamentale della ricerca di fonti proprie di greggio non è venuto mai meno, nella convinzione che l'unico mezzo per attenuare il grado di incertezza degli approvvigionamenti oltretutto per ridurre la dipendenza dal gioco del mercato internazionale sia quello di operare direttamente nel campo della ricerca mineraria in Italia ed all'estero.

Gli investimenti nel settore della ricerca e produzione di idrocarburi hanno sempre rappresentato una quota consistente degli investimenti totali del gruppo. Tale quota è risultata pari al 25 per cento nel 1954 ed ha toccato il 37 per cento nel 1966 nonostante la possibilità di ricorrere al mercato con acquisti per integrare i propri fabbisogni di greggio. Tale quota inoltre si è mantenuta a livelli elevati fino all'inizio degli anni '70 (35 per cento nel 1971) per poi diminuire fino al 23 per cento nel 1974. Ciò non è dipeso tanto da una riduzione dell'impegno nel settore — che in valori assoluti si è sempre mantenuto a livelli elevati — ma piuttosto dalla presenza dell'ENI in diversi settori che hanno assorbito un volume di risorse finanziarie maggiori che nel passato.

Nel 1975, infatti, si è registrata una espansione della quota degli investimenti nel settore minerario che è praticamen-

te tornata sui livelli storici (30 per cento circa degli investimenti totali nel programma 1976-1980 degli investimenti del gruppo ENI). Infine, sono stati previsti investimenti nel settore minerario per la ricerca e produzione di idrocarburi pari al 37 per cento circa del totale.

D'altra parte le serie storiche degli investimenti nella ricerca e coltivazione degli idrocarburi sono state sempre riportate nella Relazione programmatica del Ministero delle partecipazioni statali.

Il gruppo ENI nel 1954 ha prodotto 0,1 milioni di tonnellate di greggio e 2,7 miliardi di metri cubi di gas naturale. Tali valori nel 1975 sono stati rispettivamente pari a 14,4 milioni di tonnellate e a 13,4 miliardi di metri cubi con le punte massime raggiunte nel 1973 di 18,7 milioni di tonnellate e di 14,2 miliardi di metri cubi.

Gli aumenti registrati nella produzione di greggio e di gas dimostrano ancora una volta la continuità dell'impegno del gruppo ENI.

Ciò che va maggiormente posto in rilievo è il fatto che nel 1973, con una produzione di greggio di 18,7 milioni di tonnellate, il gruppo ENI copriva l'intero fabbisogno di greggio delle raffinerie del gruppo che nel 1973 hanno lavorato 18,5 milioni di tonnellate.

La situazione doveva radicalmente mutare nel 1974 con l'acquisto della SHELL italiana che determinava un improvviso ampliamento delle attività a valle del ciclo petrolifero che sono risultate quasi raddoppiate.

Dal 1974, pertanto, l'obiettivo dell'ENI è stato quello di coprire con la produzione propria di greggio il 50 per cento dei propri fabbisogni.

A tal fine l'ENI realizza notevoli sforzi per l'acquisizione di titoli minerari all'estero per compensare con nuovi ritrovamenti il naturale declino dei giacimenti oggi in produzione. Tali sforzi d'altro canto sono condizionati dalla disponibilità di aree, dal deterioramento delle condizioni contrattuali e dalle crescenti obiettive difficoltà della ricerca nelle aree disponibili.

In tale situazione, il soddisfacimento di quote maggioritarie del fabbisogno italiano di greggio non può essere considerato come un obiettivo realistico se tale obiettivo deve intendersi realizzato solo attraverso disponibilità derivanti dalle attività estrattive dell'ENI all'estero. Può invece essere considerato come un obiettivo raggiungibile, anche in periodi relativamente brevi, qualora le quote crescenti e maggioritarie di cui sopra possano essere realizzate integrando opportunamente le disponibilità da attività proprie con complementari disponibilità derivanti da acquisti favoriti da opportune iniziative di natura commerciale più ampia inquadrata in nuovi rapporti con i paesi produttori ».

* * *

Atteso che l'ENI non può coprire con grezzo a sua disposizione il fabbisogno di prodotti petroliferi dell'AGIP e dell'IP, per quale motivo si mantengono numerose reti di distribuzione stradale in alcuni paesi d'Europa ed in numerosi paesi africani, con quali rifornimenti di greggio se ne garantisce l'approvvigionamento, e con quali fonti di finanziamento si provvede al pagamento del grezzo acquistato ?

« Lo svolgimento da parte dell'AGIP di un'attività di distribuzione all'estero

trova origine e motivazione nell'esigenza di dare alla società una dimensione, una struttura ed un'immagine internazionale tale da metterla in condizioni di meglio operare in concorrenza con le maggiori società petrolifere internazionali.

Per l'Europa sussisteva infatti l'obiettivo di affermare una presenza nei paesi confinanti con l'Italia ai fini di acquisire all'azienda, in maniera permanente, i turisti-automobilisti stranieri e italiani e la esigenza di trovare adeguato sbocco in tali mercati — che sono fundamentalmente complementari di quello italiano sia per quanto riguarda la struttura dei consumi dei vari prodotti petroliferi sia per quanto riguarda le infrastrutture di trattamento (raffinerie), ricezione (porti) e trasporto (*pipelines*) del greggio e suoi derivati — ai *surplus* della nostra industria di raffinazione.

Per l'Africa si trattava invece di affermare una presenza, il cui significato non era tanto da misurarsi in termini di quantità di prodotti petroliferi vendibili, quanto come strumento di penetrazione su quei mercati ai fini promozionali di altre attività non solo del gruppo ENI ma anche dell'industria italiana più in generale.

È da tener presente infatti che gli investimenti effettuati all'estero hanno comportato la fornitura dall'Italia di beni e servizi, non soltanto del gruppo ENI, per quote parti rilevanti degli ammontari di tali investimenti. In particolare per quanto riguarda *pipelines* e raffinerie realizzate all'estero si ricorda che la loro progettazione ed esecuzione è stata affidata a società del gruppo ENI, con subappalto ad altre imprese italiane per quanto non realizzabile nel gruppo stesso,

e che gli impianti e materiali installativi sono pure di provenienza italiana.

La validità di una tale politica è confermata dall'immagine che la società di Stato ha acquisito su scala mondiale e che ne ha fatto un interlocutore qualificato ed apprezzato non soltanto per i paesi consumatori e produttori ma anche per gli altri maggiori operatori del settore.

Prova evidente di questo è la presenza attiva e costante dell'AGIP in quelle iniziative plurinazionali nelle quali un operatore esclusivamente domestico avrebbe difficilmente trovato inserimento.

Premesso quanto sopra si fa presente che la necessità di greggio per le attività all'estero sono assai modeste, non soltanto se rapportate ai vantaggi conseguiti in termini di immagine e di efficienza operativa ma anche ai fabbisogni totali del gruppo. In effetti il fabbisogno di greggio per l'estero rappresenta soltanto un decimo del fabbisogno dell'AGIP e dell'IP per il mercato italiano.

L'acquisizione di tale quantitativo viene effettuata dall'AGIP per conto delle consociate estere nell'ambito di un programma globale di acquisti ottimizzato e senza che questo abbia mai costituito pregiudizio per l'approvvigionamento del mercato italiano, neanche nei momenti di più acuta crisi. Ai pagamenti del greggio per l'attività all'estero si provvede con gli incassi dei pagamenti delle consociate destinatarie ».

* * *

Quale è lo stato della trattativa fra l'ENI e il governo angolano circa una possibile concessione dei giacimenti petroliferi di Cabinda (e di altre aree del territorio angolano), considerato che di

tali trattative fu dato riscontro anche sulla stampa circa un anno fa.

Inoltre si desidera conoscere se esistono e quali siano le iniziative di aziende a partecipazione statale in Angola, e quale sia l'atteggiamento del Governo italiano in merito.

« Il Governo angolano non ha iniziato con l'Azienda di Stato specifiche trattative per trasferire all'ENI le esistenti concessioni petrolifere di Cabinda. In merito, all'ENI è stato solamente richiesto di esprimere una disponibilità a considerare possibili forme di cooperazione: l'azienda di Stato, in armonia con le politiche del Governo, ha confermato questa disponibilità.

Risulta inoltre che il Governo angolano stia trattando con la società americana GULF la modifica degli attuali accordi di concessione.

In questo quadro, che investe l'intera politica energetica dell'Angola, deve porsi la posizione dell'ENI che ha anche espresso al Governo angolano la propria disponibilità a concludere, nell'intero settore energetico, accordi di cooperazione che siano economicamente validi e che abbiano come obiettivo di aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento al mercato italiano ».

* * *

Quali controlli sono svolti, e da parte di chi vengono effettuati, sull'attività e sui bilanci delle società finanziarie del gruppo ENI con sede all'estero, e particolarmente con riguardo alla Hydrocarbons Svizzera ed a quelle con sede nelle Isole Bahamas.

« La presenza di società finanziarie del Gruppo ENI che operano all'estero va valutato sotto un duplice profilo:

a) funzione svolta;

b) controlli.

Funzione svolta. L'ENI è un gruppo polisettoriale presente sui mercati internazionali con il fine primario di espletare la funzione di approvvigionamento energetico.

Ciò comporta la necessità di effettuare investimenti all'estero sia nelle fasi minerarie del ciclo energetico (idrocarburi ed uranio) sia — ove necessario ed opportuno per ragioni di integrazione — nelle fasi a valle delle attività energetiche (es.: grandi infrastrutture di trasporto del metano; raffinazione e distribuzione prodotti petroliferi; arricchimento dell'uranio).

Collateralmente, l'attività all'estero dell'ENI si esplica anche attraverso interventi per acquisti di idrocarburi e di uranio, per esportazioni di prodotti e per l'effettuazione di servizi nel settore petrolifero ed in altri.

Le attività suindicate comportano un fabbisogno finanziario di entità non trascurabile e per il quale si rende necessario anche il ricorso al mercato internazionale dei capitali. In tale fase appare insostituibile l'attività delle finanziarie estere per la loro possibilità di reperimento dei fondi nei differenti mercati ed in tempi di particolare liquidità. Tali disponibilità vengono poi indirizzate secondo i fabbisogni temporali e geografici del gruppo.

Controlli. Le società finanziarie suindicate sono soggette ad un duplice ordine di controllo.

Il primo viene effettuato direttamente dall'ENI attraverso propri qualificati funzionari di grado elevato presenti negli organi direttivi (consigli di amministrazione) delle suindicate società.

Tali funzionari sono investiti dei più ampi poteri di controllo, sia di merito che di legittimità.

Il secondo ordine di controlli viene effettuato attraverso primarie società di revisione internazionali le quali hanno il compito di verificare la legittimità della gestione delle finanziarie e la conformità del relativo operato ai fini istituzionali ».

* * *

Per quale motivo la raffineria ERIAG di Ingolstad (Germania Occidentale), che nel bilancio ENI 1971 figurava di proprietà ENI e società controllate al 100 per cento, nel bilancio dal 1973 vi figurava invece al 50 per cento e nel bilancio 1975 non compare più ?

« Il 50 per cento del pacchetto azionario dell'ERIAG è stato ceduto nel 1972 alla VEBA, Compagnia petrolifera della Germania Occidentale, con partecipazione dello Stato in vista dell'aumento da 3 a 6 milioni di tonnellate della capacità annua di trattamento della raffineria.

L'operazione ha consentito all'ENI di conservare la capacità di trattamento necessaria per le sue esigenze ad un costo unitario ridotto, date le economie di scala che il potenziamento dell'impianto ha comportato.

Al bilancio 1975 è stato allegato l'elenco delle società controllate ai sensi della legge n. 216 del 7 giugno 1974.

In essa non risulta la ERIAG così come altre società paritetiche, in quanto la partecipazione azionaria non ne assicura il controllo ai sensi della suddetta legge.

Il bilancio consolidato ed il relativo elenco delle società consolidate è stato trasmesso al Ministero delle partici-

zioni statali il 30 settembre 1976, in applicazione della circolare ministeriale n. 30365 del 24 giugno 1976. In esso, come per il passato è compresa la ERIAG ».

* * *

Atteso che tutte le società petrolifere operanti in Italia, ivi inclusa la ex SHELL Italiana ora IP del gruppo ENI, si avvalgono per l'espletamento delle loro attività commerciali e di distribuzione di una organizzazione di vendita diretta, le domando il motivo per il quale l'AGIP ha invece ceduto in appalto la propria attività commerciale a privati, i quali vengono remunerati con percentuali sul venduto.

È in grado di fornire una documentazione che giustifichi i vantaggi dell'organizzazione di vendite indirette ?

« L'organizzazione di vendita tramite agenzie è sempre stata una caratteristica dell'AGIP fin dal suo sorgere.

All'inizio gli agenti avevano compiti molto vasti comprendenti sia le attività commerciali sia, spesso, attività operative (depositi e trasporti).

Con l'ampliamento della struttura commerciale dell'AGIP, particolarmente nella rete stradale, l'azienda gradualmente assume direttamente tutte le funzioni operative che per dimensioni e caratteristiche erano molto più congeniali ad una organizzazione diretta mentre la funzione dell'agenzia si concentrò sull'attività commerciale strettamente detta.

Negli anni 1959-64 con l'espansione dell'AGIP sia sulla rete stradale che nel settore extra rete l'azienda adottò sul piano commerciale una politica più articolata che da un lato assicurava il controllo diretto delle vendite su circa il 40 per cento dei prodotti necessari per l'ap-

provvigionamento di grandi enti e società, da un altro lato valorizzava la funzione dell'agente. Infatti, in un mercato molto competitivo che richiedeva interventi rapidi e differenziati la figura dell'agente presentava alcuni vantaggi quali la maggiore snellezza delle strutture, la migliore capacità di penetrazione specie per i prodotti extrarete (ad es.: lubrificanti, prodotti da riscaldamento, bitumi, ecc.), minori costi globali.

Tale decisione si è ulteriormente dimostrata valida quando è stato possibile operare un raffronto tra i costi sostenuti dall'AGIP per tutta la sua organizzazione commerciale di periferia e quelli che risultano essere i costi di organizzazione della IP ex SHELL, che ha adottato il sistema delle vendite dirette, tale raffronto dà infatti scarti a vantaggio dell'organizzazione AGIP fino al 20-25 per cento. Una recente indagine ha confermato che i minori costi dell'organizzazione a mezzo agenzia si sono ottenuti nel pieno rispetto delle normative in vigore nei rapporti di lavoro intercorsi tra agenti e i loro dipendenti.

L'aumento della quota di mercato dell'AGIP anche nei settori ove non vi è carenza di prodotti ma viceversa esiste una accesa concorrenza confermano tuttora la validità del sistema che, tra l'altro, si avvale anche dell'esperienza e della formazione professionale di ex dipendenti che, lasciando il servizio, hanno assunto la titolarità delle agenzie per circa 1/3 del totale».

* * *

Preso atto dell'indifferibilità di una sistemazione dei prezzi del metano che riporti in equilibrio domanda e disponibilità e permetta di accrescere questa

ultima con nuovi contratti o con ritrovamenti nel sottosuolo nazionale, le domando se si ritiene opportuno continuare nel sistema attuale per cui l'assegnazione di quantitativi disponibili di metano (sembra di molto inferiore alla richiesta e quindi da ripartire secondo criteri di utilità sociale) sia decisa discrezionalmente dagli organi tecnici della SNAM senza nessun controllo, o se, piuttosto, la fissazione di tali criteri non debba discendere da un'autorità pubblica in connessione con gli obiettivi della programmazione nazionale e di quelle regionali.

« Lo squilibrio fra domanda e offerta di gas naturale di cui alla domanda è presumibilmente riferito all'uso domestico, non verificandosi tensioni particolarmente gravi per il gas naturale per usi industriali.

Nell'esaminare questa soluzione non bisogna dimenticare che le basse tariffe del metano praticate all'utenza civile hanno fatto sì che negli ultimi tre anni il consumo complessivo del settore si sia raddoppiato rispetto alla quantità consumata nel 1973, con un progresso pari a quello di tutti i 25 anni precedenti. Le disponibilità aggiuntive derivanti dalle importazioni ex Olanda ed Unione Sovietica, cominciate nella primavera del 1971, sono state assorbite per circa il 50 per cento dall'uso civile; oggi tale impiego assorbe una percentuale del totale tra le più alte d'Europa (35 per cento). I prelievi concentrati nel periodo invernale fanno poi sì che la quota della capacità di trasporto impegnata da questo settore si avvicini al 70 per cento e ciò costituisce ormai un grosso ostacolo tecnico a una ulteriore dilatazione che non sia strettamente legata all'aumento delle disponibilità totali e giustifica l'impossibilità di mantenere il tasso annuo di svi-

luppo al 25 per cento come è avvenuto dal 1973 ad oggi. Infine occorre ricordare che la domanda civile è causata principalmente dalla sostituzione di altri combustibili per riscaldamento centralizzato, uso definito non prioritario dalla circolare ministeriale 437 del 1962 che ancora oggi regola la priorità degli impieghi del metano.

In realtà la SNAM ha cercato di arginare, per quanto possibile, facendo anche opera di convinzione e propaganda presso le aziende gas ed il pubblico, un eccessivo e non facilmente reversibile dirottamento delle disponibilità di importazione, verso un uso non prioritario e comunque non produttivo, avente caratteristiche di prelievo concentrato in inverno, con un carico sul sistema di approvvigionamento e di trasporto ormai al limite tecnico sostenibile.

In merito alle procedure seguite si è sempre fatto fronte alle clausole contrattuali che fissano le modalità di ampliamento dei prelievi possibili, secondo programmazioni concordate a suo tempo con le singole aziende; per l'assegnazione di quantità eccedenti i limiti di contratto si sono tenute riunioni con organizzazione delle aziende gas per destinare le disponibilità alle richieste più giustificate. Riunioni di questo genere per esaminare la situazione del 1977 sono programmate nelle prossime settimane.

Purtroppo bisogna dire che fintanto che il prezzo di vendita del metano alle aziende e conseguentemente la tariffa finale all'utente non saranno armonizzati con il livello dei prezzi dei combustibili alternativi, come d'altronde si verificava prima della crisi del 1973, l'equilibrio fra domanda civile di metano e disponibilità rimarrà gravemente perturbato. Ciò tanto

più in quanto la disponibilità potrà essere aumentata solo con nuovi contratti internazionali o con ritrovamenti in Italia, gli uni e gli altri aventi costi elevati, fuori da ogni rapporto con i prezzi attuali di rivendita del metano alle aziende del gas a tempi lunghi ».

* * *

Visto che la SNAM oltre all'attività di adduzione del metano negli utilizzatori municipali, attraverso gasdotti primari, distribuisce in taluni casi direttamente all'utenza civile, non ritiene che debba essere perseguita una politica di distribuzione urbana del metano semplificatrice dell'attuale situazione che vede impegnate in tale ruolo SNAM, aziende private, municipalizzate e miste?

« Un quadro completo della situazione della distribuzione urbana del metano con reti in bassa pressione è il seguente. La popolazione allacciata alle reti è costituita da circa 6,5 milioni di famiglie abitanti in territorio di 1.300 comuni. Le aziende municipalizzate servono il 28 per cento di questa popolazione, le gestioni dirette dei comuni il 4 per cento; le gestioni in concessione ai privati hanno poco più del 22 per cento. Il restante 46 per cento delle famiglie è servito da aziende che fanno capo al sistema delle partecipazioni statali, in prevalenza all'IRI.

La situazione attuale trae origine dalla storia più che centenaria della industria del gas. La struttura iniziale, cioè la produzione *in loco* del gas necessario alla popolazione, ha portato alla costruzione delle officine del gas in tutte le grandi e medie città ed è rimasta immutata sostanzialmente, pur nel progredire delle tecnologie, fino al recente avvento del metano.

Il metano, il cui uso nel settore è cominciato verso il 1950, ha dapprima fornito la base economica per il servizio di centri più piccoli, poi ha sostituito, come materia prima, la lavorazione di cariche petrolifere nelle officine del gas, alla fine si è diffusa anche in grandi centri la erogazione di gas naturale tal quale, con l'abbandono totale della fabbricazione del vecchio gas di città.

Alcune cifre danno l'idea della "rivoluzione" operata dal metano nell'industria del gas: i comuni serviti prima della seconda guerra mondiale erano circa 150 contro gli attuali 1.300; tutti producevano gas da carbone con operazioni ora abbandonate mentre quasi tutte le aziende del gas sono ora allacciate alla rete dei metanodotti, con qualche rara eccezione dovuta alla eccessiva distanza (in questi pochi casi si produce gas lavorando cariche petrolifere). La generalità di queste aziende, salvo Roma (in parte), Milano, Napoli, Bari, Foggia, Catania e Salerno, distribuisce metano tal quale come lo riceve dalla rete dei metanodotti.

Il sistema non implica duplicazioni con la rete SNAM perché questa serve in alta pressione, oltre le aziende gas, circa 2.700 grandi e medi utilizzatori industriali su tutto il territorio nazionale; esso non ha dato luogo ad inconvenienti apprezzabili ed ha potuto mobilitare le capacità imprenditoriali più varie: l'iniziativa privata si è sviluppata verso i centri minori con più di 700 piccoli comuni sul totale di 1.300; quella delle aziende ENI verso le grandi metanizzazioni e lo sviluppo del sud.

Qualche difficoltà si è invece manifestata in occasione della crisi energetica: la mancanza di un quadro globale di riferimento ha portato le aziende estranee

alle partecipazioni statali, che gestiscono a livello locale, a dimenticare i grossi problemi dell'approvvigionamento e ad agire, purtroppo, nel modo dimostrato dalle cifre di cui alla precedente risposta, malgrado la SNAM abbia a più riprese segnalato la gravità ed i pericoli della situazione».

* * *

Considerato che la partecipazione SNAM nella Italgas è del 34,4 per cento le domando qual è la proprietà della restante aliquota del pacchetto azionario, per quote almeno superiori al 5 per cento.

«Alla data del 13 marzo 1976, nel libro dei soci della Italgas, intestatari dei pacchetti azionari superiori al 5 per cento risultavano i seguenti azionisti: SNAM 34,4 per cento, Banca d'Italia 7,2 per cento, IMI 7,1 per cento».

* * *

Passiamo, ora, alla geotermia.

Non si ritiene opportuno che l'attività di ricerca e di perforazione dei campi geotermici debba essere affidata integralmente all'AGIP Mineraria, che ha larga esperienza e provata tecnologia a livello internazionale nel settore della ricerca e della perforazione del sottosuolo, lasciando ad altri enti economici la utilizzazione del vapore endogeno reperito?

Premessa poi l'esigenza di formulare in termini realistici le possibilità di uno sfruttamento alternativo a quello di produzione di energia elettrica delle risorse di vapore endogeno reperite, le domando quali prospettive offra l'industria elettromeccanica nazionale per il superamento degli attuali modesti dimensionamenti dei gruppi generatori (circa 25 MW di potenza).

« Si ritiene opportuno affidare l'attività di ricerca di fluidi geotermici sia all'ENI che all'ENEL. Le due aziende di Stato debbono, ogni qualvolta esista, su una determinata area, un interesse comune, procedere congiuntamente allo scopo di esaltare le larghe e diversificate esperienze di entrambi. Ai due enti deve essere lasciata la facoltà di associare terzi qualificanti nel settore.

L'utilizzazione del vapore endogeno reperito, o dall'energia elettrica da questo prodotta, deve essere affidata integralmente all'ENEL.

In termini realistici, i possibili ritrovamenti di fluidi geotermici atti alla pro-

zione di energia elettrica ed in addizione alle risorse di vapore endogeno già reperite, potrebbero coprire un valore pari all'1-2 per cento del fabbisogno italiano di energia. È opportuno quindi, per la geotermia, parlare di fonti integrative e non di fonti alternative di energia.

Quanto al dimensionamento dei gruppi generatori, si ricorda che gli studi in corso, sia in Italia che all'estero, sono indirizzati alla realizzazione di unità di limitata potenza, in obbedienza al concetto della modularità, che abbiano i requisiti di facile riubicazione e che possano funzionare a diverse pressioni di alimentazioni ».