



CNEL

CONSIGLIO NAZIONALE DELL'ECONOMIA E DEL LAVORO

PRONUNCE

37

OSSERVAZIONI E PROPOSTE

**SISTEMA ENERGETICO
ITALIANO: LA RETE
INFRASTRUTTURALE ED
IL PROCESSO DI
LIBERALIZZAZIONE**

ASSEMBLEA
23 APRILE 2003

INDICE

PREMESSA	pag.	5
Politiche energetiche in scenari a breve, medio e lungo termine	”	5
OSSERVAZIONI	”	9
1. Le prospettive delle politiche energetiche in Europa	”	11
2. Il sistema energetico italiano, anomalie e peculiarità	”	21
2.1 <i>Aspetti strutturali</i>	”	21
2.2 <i>Sviluppi recenti e prospettive di breve termine</i>	”	24
2.3 <i>Prospettive di evoluzione di medio termine</i>	”	30
2.4 <i>Principali elementi di criticità</i>	”	33
3. Le condizioni per un mercato concorrenziale dell’energia: il ruolo del gas in Europa ed in Italia	”	38
3.1 <i>Approvvigionamento del gas naturale e assetto del mercato</i>	”	38
3.2 <i>Il ruolo condizionante di norme e regolamenti nazionali ed europei</i>	”	42
4. Le condizioni per un mercato concorrenziale dell’energia: il settore elettrico	”	47
4.1 <i>Il mercato internazionale</i>	”	47
4.2 <i>Il mercato nazionale</i>	”	48
4.2.1 <i>Gli strumenti della concorrenza</i>	”	48
4.2.2 <i>L’assetto della produzione</i>	”	51
4.2.3 <i>Il sistema italiano delle reti elettriche</i>	”	53

5. Le responsabilità del Parlamento, Governo, Regioni ed il ruolo dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas	pag.	56
5.1 <i>Responsabilità del Parlamento e dell’Esecutivo</i>	”	56
5.2 <i>Responsabilità delle Regioni</i>	”	57
5.3 <i>Le funzioni di regolazione e il ruolo dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas</i>	”	58
PROPOSTE	”	61
A) Proposte relative alle responsabilità del Parlamento, Governo, Regioni ed al ruolo dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas	”	63
B) Proposte relative agli aspetti normativi ed agli elementi di pianificazione per il settore gas	”	66
C) Proposte per il settore elettrico	”	67
<i>Bibliografia e fonti</i>	”	69
ALLEGATI	”	71
<i>Allegato 1</i>	”	73
Audizioni svolte e documentazione prodotta	”	73
<i>Allegato 2</i>	”	76
Documenti acquisiti in materia di energia di soggetti istituzionali ed esperti del settore	”	76

Premessa

POLITICHE ENERGETICHE IN SCENARI A BREVE, MEDIO E LUNGO TERMINE

Le scelte politiche effettuate in Italia nel corso degli ultimi decenni in materia di energia - sulla base di una interpretazione dello stato e delle esigenze del Paese e di eventi e tendenze nel contesto internazionale percepiti come rilevanti o critici - hanno determinato l'attuale configurazione del sistema di infrastrutture energetiche nazionali, dei livelli di prezzo dell'energia¹, della struttura correlata dei flussi di approvvigionamento primario (costituiti oggi principalmente dal petrolio e suoi derivati e dal gas naturale) e delle importazioni dall'estero di energia elettrica².

-
1. Secondo i dati recentemente forniti dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, gli utenti industriali, che da soli costituiscono più del 50% del consumo nazionale di elettricità, pagano l'energia elettrica il 17,7% in più, nel caso di un'utenza di 160.000 kWh/anno, o il 40% in più, nel caso di 50 GWh/anno, rispetto alla media europea al netto delle tasse. Ampliando lo spettro di analisi, emerge che i consumi industriali sono penalizzati, pur se in una misura minore, anche nel gas naturale. Per quanto concerne gli usi domestici di elettricità e gas naturale, si registrano consistenti risparmi rispetto alle medie europee solo per i consumi più bassi.
 2. Nel 2001 le importazioni di energia elettrica hanno concorso a soddisfare più dell'11% della domanda espressa dal nostro Paese. I dati relativi alla dipendenza del settore elettrico dall'estero, intesa come quota del consumo interno lordo di energia non coperta dalle fonti nazionali, la fissano in una misura superiore all'80% in quest'ultimi anni. Nel 2001 il peso percentuale delle voci delle importazioni attinenti al settore energetico è stato pari 12,7%.

Si può parlare di un “sistema” per l’approvvigionamento energetico nazionale, se si considerano non solo le componenti fisiche (es. centrali, reti, gasdotti etc.), ma anche il complesso degli operatori coinvolti assieme alla rete di relazioni commerciali e di trading internazionale: l’attuale configurazione del sistema può considerarsi come il risultato di una serie di scelte politiche effettuate negli anni passati nel corso di una difficile transizione - certamente non ancora compiuta - da una concezione culturale che affidava allo Stato il ruolo di operatore unico ad un regime di libero mercato, regolato in ambito europeo.

La rilevanza della tematica richiede che, anche in assenza di una figura di “Stato operatore”, sia esercitata dal Governo e dal Parlamento un’azione continua di monitoraggio e di indirizzo per orientare la transizione del sistema energetico nazionale dall’attuale assetto verso una “configurazione obiettivo” compatibile, considerando i modi ed i tempi necessari, al modello di sviluppo che si deve individuare ed assumere come riferimento per l’Italia nel contesto UE e nei prevedibili scenari internazionali.

Ogni progetto finalizzato all’evoluzione del sistema energetico nazionale in funzione di nuove esigenze della domanda è però condizionato dalla rigidità delle sue strutture di base e dai tempi necessari per l’apporto di sostanziali modifiche: gli interventi corrispondenti richiederanno, di regola, un cospicuo apporto di capitale privato, con possibilità di ritorni valutabili solo in un’ottica di lungo termine.

Pur considerando le tecnologie disponibili oggi, una ristrutturazione delle infrastrutture energetiche nazionali - che consenta, ad esempio, di modificare l’attuale mix di combustibili primari con un maggior peso della componente carbone rispetto ai prodotti petroliferi, oppure di aumentare l’apertura dell’offerta per l’approvvigionamento di gas naturale liquefatto mediante l’attivazione di nuovi terminali di rigassificazione collegati alla rete nazionale - richiederebbe tempi lunghi di decisione, progettazione ed attuazione al punto che gli effetti attesi sul livello dei prezzi finali dell’energia sarebbero evidenti solo alla fine del presente decennio.

E’ quindi auspicabile che nei tempi brevi siano prese le importanti decisioni che consentano di eseguire gli interventi più opportuni per mi-

gliorare - per quanto possibile, in uno scenario al 2010 - le prestazioni dell'attuale struttura del sistema nei confronti della domanda energetica del Paese, e di creare i presupposti per affrontare le esigenze e le criticità prevedibili nei decenni successivi.

Per orientare le scelte sull'evoluzione del sistema energetico che coinvolgeranno gli scenari dei prossimi decenni sarà necessario definire, per quanto possibile, un quadro di riferimento - in grado di raccogliere la più ampia condivisione - che fissi le priorità ed i limiti di un modello di sviluppo del "sistema Paese" nel contesto politico europeo ed internazionale, considerando sia la vocazione industriale della nostra economia, sia le esigenze di sostenibilità ambientale e di valorizzazione del nostro patrimonio culturale e naturalistico.

La consapevolezza dell'importanza rivestita dal settore dell'energia per lo sviluppo del Paese, delle criticità esistenti e delle sfide da affrontare nell'immediato futuro, ha indotto il CNEL ad avviare una riflessione sul tema adottando un angolo di analisi peculiare, quello delle infrastrutture energetiche, in quanto ha ritenuto questo tipo di approccio idoneo ad evidenziare le opportunità, ma anche le difficoltà, a cui va incontro il nostro sistema energetico nell'immediato futuro a seguito del processo di liberalizzazione che è stato intrapreso.

L'approfondimento del sistema energetico dal punto di vista delle infrastrutture è stato condotto sia attraverso un ciclo di audizioni con i principali soggetti istituzionali, gli operatori del settore elettrico e del gas naturale e gli utenti, che hanno presentato propri contributi scritti (All. 1), sia con l'acquisizione di documenti rilevanti in materia (All. 2).

Di seguito sono illustrate le osservazioni e le proposte, frutto del lavoro di approfondimento condotto dal CNEL, sulle più rilevanti questioni oggetto di riflessione sia per il campo dell'energia elettrica sia per quello del gas naturale.

Il documento è stato redatto con la collaborazione tecnica del Dipartimento per l'Attuazione del Programma e la Gestione del Personale (Ufficio di Supporto all'attività della Commissione V).

OSSERVAZIONI

1. LE PROSPETTIVE DELLE POLITICHE ENERGETICHE IN EUROPA

L'espressa introduzione a livello di trattati europei di un fondamento giuridico della politica energetica comune è un dato molto recente - soprattutto se raffrontato alle scelte, adottate negli anni cinquanta nei settori del carbone e della siderurgia e dell'uso dell'energia nucleare per fini civili, che hanno portato alla stipula del Trattato CECA e del Trattato EURATOM - in quanto risale al Trattato sull'Unione Europea (TUE), siglato a Maastricht nel 1992, che ha introdotto delle innovazioni nel corpo di disposizioni del Trattato di Roma, istitutivo della Comunità Economica Europea (Trattato CEE)³.

La mancata previsione nel Trattato CEE di una politica comune nel settore energetico, analoga ad esempio alla politica agricola comune, non è stata frutto di una svista, ma è riconducibile a motivazioni interne agli Stati allora membri della CEE, in quanto si riteneva che le tematiche attinenti all'energia (approvvigionamento e sicurezza delle fonti impiegate, assetti della produzione e della distribuzione, natura pubblica o privata delle imprese operanti) fossero di stretta pertinenza della sovranità nazionale.

3. Il TUE, infatti, ha integrato l'originale testo del Trattato CEE prevedendo all'art. 3, lett. t, l'attribuzione alla CE della competenza di adottare "misure in materia di energia". Accanto a questa previsione, che riveste una particolare preminenza, sono state introdotte altre disposizioni in cui viene fatto espresso cenno alla materia dell'energia. In particolare, vanno richiamati gli artt. 3, lett. n, e 129 B TCE, attinenti al progetto delle reti transeuropee, che concerne anche gli interventi nel settore delle infrastrutture energetiche, nonché l'art. 130 S TCE, che provvede ad individuare i meccanismi atti ad assicurare il necessario equilibrio tra le scelte di politica energetica e quella di politica ambientale.

L'attenzione a livello comunitario verso il tema dell'energia inizia ad emergere a seguito degli "shock petroliferi" degli anni settanta, che hanno evidenziato la marcata dipendenza del sistema produttivo del mondo occidentale da una fonte energetica, il petrolio, la cui diffusione nel mercato internazionale era ed è condizionata da un cartello formato da alcuni Paesi produttori. A fronte di una crisi energetica capace di coinvolgere gravemente i sistemi economici di una pluralità di Paesi, gli Stati membri della CEE avviano una prima riflessione su quali possano essere le forme di reazione più opportune. A conclusione di questa prima fase, prende consistenza la consapevolezza che, anche nel campo energetico, è opportuno passare ad un livello di cooperazione più forte tra i Paesi membri della CEE, che consenta di avvalersi delle metodologie e dei procedimenti comunitari.

Un altro fattore che ha determinato il formarsi di una maggiore attenzione verso le tematiche connesse all'energia è legato a scelte politiche assunte dalla CEE. Con l'adozione dell'Atto Unico europeo nel 1986 è stata impressa una forte spinta alla realizzazione di forme di sinergia più strette tra gli Stati membri, ponendo come obiettivo prioritario la nascita del "mercato interno", inteso come uno "spazio senza frontiere interne"⁴, da realizzare attraverso l'attuazione delle quattro libertà, ossia la libertà di circolazione delle persone, delle merci, dei capitali e dei servizi. Il conseguimento di questo obiettivo ha accresciuto l'impegno comunitario rivolto all'abbattimento delle molteplici barriere nazionali, tra cui è stato annoverato anche il settore dell'energia che, pur rientrando ancora nella sfera di sovranità esclusiva degli Stati membri, è stato regolato con alcuni provvedimenti⁵, aventi carattere sia programmatico sia normativo, adottati utilizzando quale base giuridica le disposizioni relative alla realizzazione del mercato interno, quelle relative alla libertà di concorrenza, nonché l'art. 235 TCE, disposizione concernente i poteri impliciti.

4. Tale è la nozione di mercato interno che fornisce lo stesso Atto Unico europeo all'art. 8 A, secondo comma, del Trattato CEE.

5. Tra i provvedimenti di questa prima fase dell'azione comunitaria in materia energetica, finalizzati a conseguire la trasparenza dei prezzi praticati al consumatore finale industriale ed il libero transito di energia elettrica e di gas naturale attraverso le reti di trasporto, possono essere ricordati: il documento della Commissione europea, *Energia in Europa: il mercato interno dell'energia* COM (1988) 238 def.; la direttiva 90/377/CEE, volta a regolamentare la formazione dei prezzi e delle tariffe nel settore energetico; la direttiva 90/547/CEE per il settore elettricità e la 91/296/CEE per il settore gas, solitamente note come direttive "common transit".

Le modifiche introdotte nel corpo delle disposizioni comunitarie dal Trattato di Maastricht, in particolare l'esplicita previsione di una competenza a livello comunitario nel campo energetico, ha dato nuovo slancio all'azione dell'Unione europea, che si è tradotta nella predisposizione di provvedimenti normativi di carattere generale, e non più settoriali come i precedenti, in cui i temi legati al settore energetico sono stati affrontati non solo dal punto di vista economico, ma anche considerando la natura di servizio pubblico generale riscontrabile in alcune fasi della filiera energetica, come quella della distribuzione, o la presenza di monopoli naturali, come nel caso delle reti infrastrutturali.

In questo contesto la Commissione europea nel 1992 ha presentato due progetti di direttive volte ad introdurre nei settori dell'elettricità e del gas norme comuni per l'instaurazione dei relativi mercati interni. L'iter di approvazione di queste due direttive comunitarie è stato molto lungo a causa delle differenti posizioni degli Stati membri ed i testi delle direttive sono stati sottoposti a varie riscritture. L'adozione definitiva delle due direttive, frutto di un compromesso fondato su una forte valorizzazione del principio di sussidiarietà, è avvenuta nel 1996 per il settore dell'energia elettrica (96/92/CE) e nel 1998 per quello del gas (98/30/CE)⁶.

Uno degli elementi più qualificanti della regolazione europea, comune alle due direttive, è costituito dalle norme relative alle modalità di accesso al mercato. Si è trattato di uno dei punti maggiormente discussi in sede europea ed infine definito facendo ricorso al principio della sussidiarietà. Infatti, nell'ultima stesura delle due direttive, viene attribuita la possibilità di scelta agli Stati membri tra l'accesso alla rete negoziato, che si basa sulla stipula tra i soggetti presenti nel mercato di contratti di fornitura sulla base di accordi commerciali volontari, o quello regolato, che attribuisce il diritto di accesso alla rete dietro la corrispondenza delle tariffe fissate e pubblicate. Per il settore elettrico, oltre al meccanismo dell'accesso alla rete dei terzi nella duplice versione negoziata o regolata, gli Stati membri possono fare ricorso ad un'ulteriore

6. La direttiva 96/92/CE è stata pubblicata sulla GUCE del 30 gennaio 1997, mentre la direttiva 98/30/CE è stata pubblicata il 21 luglio 1998.

modalità (combinabile tra l'altro con il sistema dell'accesso ai terzi), quella dell'Acquirente unico (AU), che è una persona giuridica designata dallo Stato membro con il compito di essere l'unico responsabile preposto all'acquisto e vendita dell'energia elettrica all'interno della rete. Resta valida la possibilità dei clienti idonei di acquistare direttamente l'elettricità tramite contratti di fornitura, disciplinati in modo tale da far salvo il possibile vantaggio derivanti dal rifornirsi di energia elettrica sul mercato libero. L'unico vincolo posto agli Stati membri nella scelta della modalità di accesso alle reti è dato dal conseguimento di risultati economici equivalenti, che si traducano in livelli di apertura dei mercati e di accesso ad essi direttamente comparabili.

L'UE, constatando la peculiarità di questi settori economici, ha, inoltre, riconosciuto agli Stati membri la possibilità di imporre alle imprese obblighi di servizio pubblico nell'interesse economico generale⁷, la cui rilevanza è testimoniata dal riconoscimento della possibilità di prevedere delle deroghe ad importanti disposizioni delle direttive nel caso in cui queste ultime costituiscano degli ostacoli al loro pieno adempimento⁸, purché lo sviluppo degli scambi non sia pregiudicato in una misura tale da essere danneggiato l'interesse della Comunità.

L'apertura minima dei mercati dell'elettricità e del gas prevista nelle due direttive è stata parziale, in quanto circoscritta ad alcune categorie di utenti di rilevanti dimensioni (denominati clienti idonei), e graduale, essendo previsti progressivi ampliamenti della categoria dei clienti idonei con l'innalzamento delle soglie minime, senza però imporre la completa liberalizzazione della domanda. Tale scelta è stata fatta da parte di alcuni degli Stati in sede di recepimento delle direttive. Il

7. La possibilità di introdurre obblighi di servizio pubblico, che siano chiaramente definiti, trasparenti, non discriminatori e verificabili, sia nell'ambito dell'energia elettrica sia in quello del gas è prevista per quanto concerne la sicurezza, compresa la sicurezza di approvvigionamento, la regolarità, la qualità e il prezzo delle forniture nonché la protezione dell'ambiente.

8. Nel caso della direttiva per il mercato dell'energia elettrica possono essere derogate le previsioni per la costruzione degli impianti (artt. 5 e 6), l'accesso alle reti (artt. 17 e 18) e la fornitura di elettricità tramite linee dirette (art. 21). Per la direttiva gas può essere derogato l'art. 4, relativo alla costruzione o gestione di impianti, limitatamente alla distribuzione, e la disciplina sull'accesso al mercato nel caso della presenza di contratti *take or pay*.

processo di liberalizzazione per entrambi i settori è stato scandito in tre tappe da concludersi in orizzonti temporali definiti (6 anni per l'energia elettrica e 10 anni per il settore del gas naturale). Tale approccio gradualistico è stato voluto dalla Comunità per consentire alle industrie di settore di adeguarsi con flessibilità alle riforme avviate, tenendo conto delle diverse strutture di mercato presenti negli Stati membri.

Alcuni dei principi guida seguiti nella redazione delle direttive sono stati quelli di: trasparenza; obiettività; non discriminazione degli utenti; gestione e sviluppo in condizioni economiche di un sistema sicuro, affidabile ed efficiente delle fasi delle filiere energetiche coinvolte dalla liberalizzazione⁹. Per evitare il verificarsi di distorsioni dei mercati sono state introdotte dalle direttive specifiche disposizioni in materia di separazione contabile. E' stata altresì prevista la possibilità che gli Stati membri individuino un'autorità per la risoluzione delle controversie in materia di accesso, indipendente dalle parti. Elemento da sottoporre a particolare controllo e disciplina è quello della rete di trasmissione/trasporto, costituente per sua natura un monopolio naturale, la cui responsabilità deve essere attribuita per un arco temporale congruo sotto il profilo dell'efficienza e dell'equilibrio economico ad un soggetto che sia indipendente¹⁰ con compiti di gestione, manutenzione ed eventualmente di sviluppo.

A seguito del recepimento degli Stati membri delle direttive comunitarie sul mercato interno dell'energia elettrica e del gas, il Consiglio europeo di Stoccolma del marzo 2001 ha ritenuto necessaria una valutazione approfondita dei risultati conseguiti sul fronte della liberalizzazione per verificare i progressi registrati, accertare gli aspetti di criticità ancora sussistenti ed individuare le possibili linee di sviluppo futuro. La Commissione, adempiendo al mandato ricevuto, ha presentato delle relazioni di analisi comparativa, che hanno assunto, sempre su richiesta del Consiglio europeo, una cadenza annuale¹¹.

9. La dir. 98/30/CE mette quale ulteriore condizione che la gestione e lo sviluppo avvenga nel rispetto dell'ambiente.

10. Per la direttiva elettricità vi deve essere almeno l'indipendenza gestionale; per quella gas requisito minimo richiesto è la separazione contabile.

11. Commissione europea, *Prima relazione sull'analisi comparativa dell'attuazione del mercato interno dell'elettricità e del gas*, Bruxelles 2001, SEC (2001) 1957; Id., *Seconda relazione sull'analisi comparativa dell'attuazione del mercato interno dell'elettricità e del gas*, Bruxelles 2002, SEC (2002) 1038.

Nell'ultima relazione presentata la Commissione ha affermato che il mercato europeo dell'elettricità è aperto alla concorrenza nella misura del 70% e prevede che si arriverà all'82% entro il 2005, a prescindere dalle misure concordate a Barcellona. Questi dati testimoniano dei progressi nel settore dell'elettricità, anche se continuano a sussistere alcuni ostacoli per il pieno dispiegarsi degli effetti della liberalizzazione. In particolare, la Commissione ha evidenziato che il diverso grado di apertura del mercato limita i vantaggi derivanti dalla concorrenza, determinando livelli di prezzi più elevati per i consumatori e favorendo distorsioni di concorrenza tra le società operanti nel campo energetico. Altri problemi segnalati sono gli ostacoli all'ingresso di nuovi operatori, che si assommano al rilevante potere di mercato che hanno le società esistenti di energia elettrica e le insufficienti infrastrutture di interconnessione tra gli Stati membri.

Nel settore del gas il mercato è aperto per l'80% della domanda e secondo i dati a disposizione tale quota dovrebbe divenire pari al 90% entro il 2005. Anche in questo settore viene registrata la presenza di fattori di ritardo allo sviluppo di un libero mercato, quali una diseguale apertura del mercato; ostacoli di carattere tariffario ad operazioni di trasporto e di distribuzione tra Paesi e regioni; insufficienti informazioni sulla capacità disponibile delle infrastrutture interne e transfrontaliere; concentrazione della produzione e dell'importazione di gas sotto il controllo di poche imprese e lento sviluppo di centri di scambio di gas e conseguenti difficoltà per i nuovi concorrenti a comprare gas all'ingrosso a condizioni ragionevoli.

L'analisi dell'attuazione delle direttive comunitarie ha altresì evidenziato il rilievo rivestito dalle reti infrastrutturali, che debbono essere adeguate ed accessibili in modo non discriminatorio, per la creazione di un mercato interno dell'energia elettrica e del gas. Muovendo dall'analisi dell'attuale dotazione di infrastrutture del settore elettrico, la Commissione ritiene prioritario incrementare i livelli di interconnessione tra gli Stati membri fino a raggiungere il livello del 10% sia per ragioni di sicurezza sia per motivazioni economiche ed ha, inoltre, individuato alcune strozzature che destano maggiore preoccupazione¹². Per quanto

12. Si tratta soprattutto di aree collocate in posizione periferica rispetto al nucleo centrale del Core-UCTE, come l'Italia, la Grecia, la Penisola Iberica, la Gran Bretagna.

concerne il settore del gas, la Commissione ha evidenziato che i margini di capacità disponibili nella principale rete europea sono ridotti, inoltre esistono ancora dei Paesi che sono interamente separati (Grecia e Finlandia). In una prospettiva futura di forte crescita della domanda di gas, la Commissione stima che nei prossimi 20 anni saranno necessari investimenti per 200 miliardi di euro in infrastrutture di produzione e trasporto (in particolare in terminali di GNL), destinate a convogliare il gas dai Paesi produttori all'Europa. La Commissione, inoltre, ritiene utile che sia ampliato quanto più possibile il numero dei Paesi fornitori per un miglior funzionamento del mercato europeo. A giudizio della Commissione, il forte impegno finanziario previsto verrà sostenuto da soggetti privati, purché vengano creati "meccanismi regolatori atti a incentivare le imprese a utilizzare efficientemente le infrastrutture esistenti e, all'occorrenza, a costruire nuove infrastrutture"¹³, e dai Paesi membri per quelle infrastrutture che i privati non possono creare da soli¹⁴.

A seguito di questo approfondimento sull'avanzamento dei mercati interni dell'energia elettrica e del gas, si è ritenuto che una maggiore integrazione del mercato europeo richiedesse l'avvio del processo di revisione delle direttive 96/92/CE e 98/30/CE. Pur non essendosi concluso l'iter di approvazione della proposta di direttiva, presentata dalla Commissione nel marzo 2001, è già possibile individuare alcuni degli indirizzi, emersi dal confronto tra le Istituzioni comunitarie, sul futuro assetto del sistema energetico europeo¹⁵.

13. Commissione europea, *Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo e al Consiglio - Infrastruttura europea dell'energia*, Bruxelles 2001, COM (2001) 775, 16.

14. Si tratta di infrastrutture non finanziariamente redditizie, ma prioritarie per ragioni sociali o regionali ed essenziali per il completamento del mercato interno, non realizzabili senza il sostegno comunitario.

15. Il testo della proposta di direttiva che viene illustrato tiene conto della posizione comune espressa dal Consiglio dell'Unione europea trasporti, telecomunicazioni ed energia nella seduta del 25 novembre 2002, che fa seguito al Consiglio europeo di Barcellona del marzo 2002, e della conseguente comunicazione della Commissione europea, *Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo*, Bruxelles 2003, SEC (2003) 161 definitivo.

In base all'ultima stesura, l'apertura integrale dei mercati dell'energia elettrica e del gas è stata prevista in due fasi, secondo un calendario già fissato, che prevede la liberalizzazione per l'utenza non domestica dal 1 luglio 2004 e per l'utenza domestica dal 1 luglio 2007. Per il mercato dell'energia elettrica gli Stati membri possono prevedere una deroga di 18 mesi nella prima fase tenendo in conto della situazione di taluni gruppi di clienti industriali. Nel settore del gas è, inoltre, riconosciuta la possibilità agli Stati membri, considerati mercati emergenti, di procedere ad un'apertura progressiva.

Un altro profilo affrontato è quello del regime giuridico delle reti di trasmissione/trasporto e distribuzione. Sia per l'energia elettrica sia per il gas naturale, i gestori delle reti di trasmissione/trasporto e di distribuzione, qualora non siano già pienamente indipendenti in relazione all'assetto proprietario, devono acquisire una piena indipendenza dalle attività non relative alla trasmissione/trasporto o alla distribuzione, almeno sotto il profilo della veste giuridica, dell'organizzazione e del processo decisionale. Questo modello di separazione delle reti viene proposto quale soluzione per evitare che siano possibili trasferimenti incrociati di risorse, in quanto fonti di distorsione della concorrenza in un futuro contesto di liberalizzazione. E' stato precisato che le disposizioni sulla separazione giuridica comunque non comportano un obbligo, per le imprese verticalmente integrate, di trasferimento della proprietà al gestore del sistema giuridicamente separato. Limitatamente alla rete di distribuzione, gli Stati membri possono differire l'attuazione della separazione giuridica fino al 1° luglio 2007.

Tanto nel mercato dell'energia elettrica quanto in quello del gas, il regime di accesso alla rete di trasmissione/trasporto ed a quella di distribuzione, nonché agli impianti di GNL, secondo la riscrittura delle direttive comunitarie, avviene in base al modello regolato, quindi sulla base di tariffe pubblicate, praticabili a tutti i clienti idonei ed applicate obiettivamente e senza discriminazioni tra gli utenti della rete. Sono previste alcune deroghe. Viene mantenuta la possibilità di scelta tra l'accesso regolato e quello negoziato per lo stoccaggio e gli altri strumenti equivalenti di flessibilità e si consente una deroga all'accesso regolamentato per gli impianti di *interconnector*, GNL e di stoccaggio, qualora l'investimento rafforzi la concorrenza sul mercato del gas e la

sicurezza di approvvigionamento. Si tratta di una deroga introdotta per tutelare gli investimenti in progetti ad altissimo rischio e concessa in base ad un articolato iter decisionale che coinvolge le autorità nazionali e la Commissione.

Modificata in parte anche la disciplina degli obblighi di servizio pubblico sia nel settore dell'energia elettrica sia in quello del gas. E' stata accentuata l'attenzione sui profili di carattere ambientale e posto quale obiettivo prioritario la tutela dei clienti finali ed in particolare dei cosiddetti clienti vulnerabili da impropri distacchi e dei consumatori "con particolare riguardo alla trasparenza delle condizioni generali di contratto, alle informazioni generali ed ai meccanismi di risoluzioni delle controversie". Per il solo settore elettrico si prevede l'introduzione dell'etichettatura dell'energia elettrica e dell'onere del servizio universale, che consiste nel diritto alla fornitura di energia elettrica di una qualità specifica a prezzi ragionevoli, ai clienti civili ed alle PMI, se così deciso dagli Stati membri.

Un nuovo aspetto introdotto è quello del controllo della sicurezza degli approvvigionamenti di cui si devono far carico gli Stati membri o, dove questi lo ritengano opportuno, le autorità di regolamentazione. L'attenzione del testo si concentra sull'equilibrio tra domanda e offerta nel mercato nazionale, sul livello della domanda attesa in futuro e sulla prevista capacità addizionale in corso di programmazione o costruzione, nonché la qualità e il livello di manutenzione delle reti.

Due ulteriori elementi di rilievo, contenuti nella proposta di direttiva, sono: 1) il ruolo assegnato ad una o più autorità nazionali di regolamentazione, pienamente indipendenti dagli interessi dell'industria energetica e responsabili almeno della garanzia di un mercato concorrenziale, non discriminatorio, efficace; 2) la definizione del ruolo del fornitore di ultima istanza, superando il ruolo precedentemente previsto di Acquirente Unico.

In concomitanza al riesame della legislazione comunitaria vigente, nell'Unione si è avviato un ampio dibattito, promosso dalla Commissione con un apposito Libro verde,¹⁶ sul tema della sicurezza dell'ap-

16. Commissione europea, *Libro verde - Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico*, Bruxelles 2000, COM (2000) 769.

provvigionamento energetico. La Commissione, constatando che la dipendenza energetica dell'Europa è destinata a crescere nei prossimi decenni, ha individuato alcune possibili vie da percorrere per conseguire l'obiettivo a lungo termine della sicurezza degli approvvigionamenti, che si traduce "nella disponibilità fisica e continua dei prodotti energetici sul mercato ad un prezzo accessibile a tutti i consumatori (privati e industriali) nel rispetto dell'ambiente e nella prospettiva dello sviluppo sostenibile"¹⁷. Le soluzioni proposte dalla Commissione mirano a ridurre i rischi connessi alla dipendenza energetica, nella consapevolezza che quest'ultima non può essere eliminata, e consistono in interventi sia di carattere orizzontale sia settoriale sul lato della domanda energetica interna¹⁸ e su quello dell'offerta¹⁹. La Commissione ritiene tuttavia che "solo una politica di orientamento della domanda può porre le basi di una vera politica di sicurezza dell'approvvigionamento"²⁰ in quanto sono troppo limitate le possibilità di intervento sul fronte dell'offerta. A seguito dell'adozione del Libro verde, la Commissione ha ricevuto numerose indicazioni e risposte agli interrogativi che aveva posto ed alle soluzioni che aveva proposto, ricevendo un ampio consenso all'approccio volto a privilegiare gli interventi sul fronte della domanda²¹.

17. Commissione europea, *op. ult. cit.*, 2.

18. La Commissione individua come prioritari interventi volti al completamento del mercato interno dell'energia, all'utilizzo della leva fiscale per orientare gli utenti verso consumi energetici più razionali ed eliminare le attuali distorsioni presenti nel settore, incentivare gli sforzi per ottenere risparmi energetici e la diffusione di nuove tecnologie. Su un piano settoriale si individuano nel trasporto e nell'edilizia i comparti industriali dove possono essere ottenuti i risultati più consistenti.

19. A giudizio della Commissione l'offerta interna di energia deve indirizzarsi con maggiore decisione verso le fonti rinnovabili e nuove, che assicurano un equilibrio ottimale tra varie istanze (sicurezza dell'approvvigionamento, rispetto dell'ambiente e sostegno alle popolazioni delle zone rurali), e deve essere aggiornata l'attuale politica delle scorte. Sul fronte dell'approvvigionamento esterno, la Commissione, alla luce del contesto geopolitico delle aree di produzione, invita ad instaurare proficui contatti con i Paesi fornitori, oltre che potenziare l'attuale sistema infrastrutturale di approvvigionamento.

20. Commissione europea, *op. ult. cit.*, 89.

21. Commissione europea, *Comunicazione al Consiglio e al Parlamento europeo - Relazione finale sul Libro verde "Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico"*, Bruxelles 2002, COM (2002) 321.

2. IL SISTEMA ENERGETICO ITALIANO, ANOMALIE E PECULIARITÀ

2.1 *Aspetti strutturali*

Nel 2002 il consumo di energia in fonti primarie è stato di circa 185 milioni di tep. Questo livello è il risultato di una lunga evoluzione partita dagli anni '50 che ha conferito al sistema alcune caratteristiche di fondo, che sono state solo in parte modificate a seguito delle crisi energetiche e di una serie di interventi di politica energetica.

Nel 1973 il petrolio aveva raggiunto una quota pari al 75% del fabbisogno complessivo, con un peso quindi molto ridotto per gas naturale, energia elettrica primaria e combustibili solidi, rispettivamente di 10%, 7% e ancora 7%.

Oggi la situazione è mutata, con un ruolo del petrolio che si aggira intorno a 48%, mentre quello del gas naturale è aumentato sino al 31%.

Il ruolo dei combustibili solidi è pari al 7%, dato che la politica di diversificazione a favore di questa fonte, avviata negli anni '80, ha incontrato crescenti difficoltà.

L'energia nucleare non è più presente in Italia dal 1987, a seguito di un referendum che peraltro non era incentrato sull'uso del nucleare stesso per la produzione elettrica, ma che fu comunque interpretato come un blocco all'impiego di questa fonte.

Le fonti rinnovabili, ancora incentrate sull'energia idroelettrica, rappresentano anch'esse un 7% del consumo di energia in fonti primarie, anche perché le politiche di incentivazione non hanno ancora inciso in maniera determinante sulla componente non idrica.

Tab. 1 Domanda di energia in fonti primarie (Mtep/a)

	1996	2001	2002
Combustibili solidi	11,3	13,7	13,7
Gas naturale	46,4	58,6	58,2
Importazioni di energia elettrica (*)	8,2	9,9	10,4
Prodotti petroliferi	94,4	89,4	89
Combustibili a Basso Costo (Orimulsion)	0,0	1,5	1,7
Fonti rinnovabili (*)	11,4	13	12,4
TOTALE	171,7	186,2	185,4
PIL (da £ 1995)	933.142	1.030.800	1.034.905
Energia/PIL (intensità energetica)	184	181	179

(*) coefficiente di conversione pari all'efficienza media del parco termoelettrico

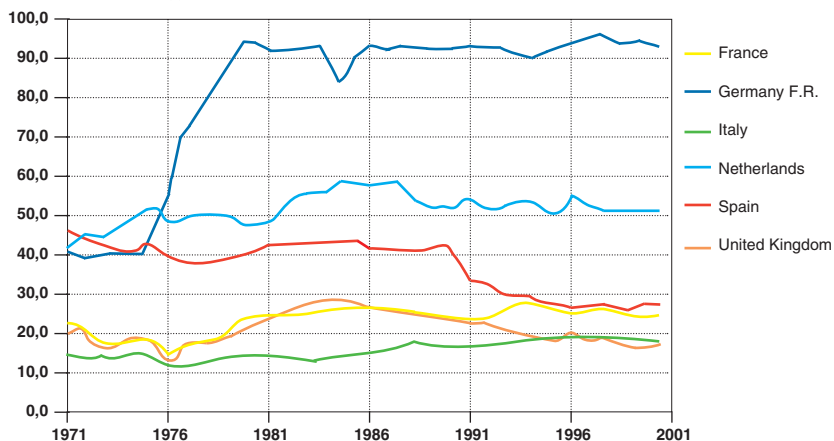
Il sistema attualmente dipende dalle importazioni dall'estero per circa l'85%, dato il limitato patrimonio energetico nazionale, il cui sfruttamento sta tra l'altro incontrando crescenti difficoltà sul piano autorizzativo.

Queste caratteristiche strutturali differenziano notevolmente il sistema energetico italiano da quello degli altri Paesi dell'Unione Europea, compresi quelli che hanno minori risorse energetiche dell'Italia ma che ad esempio hanno sviluppato il ricorso al nucleare, come la Francia.

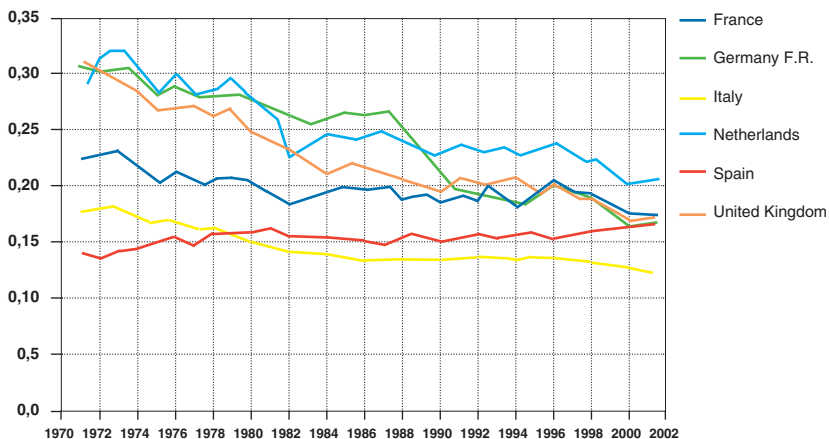
Questa situazione di forte dipendenza dall'esterno espone il sistema italiano alla volatilità dei prezzi del petrolio, che nel periodo delle crisi energetiche hanno pesantemente penalizzato l'economia italiana, la quale ha potuto peraltro trarre vantaggio rispetto ai sistemi più rigidi nei periodi di crollo dei prezzi internazionali (per esempio negli anni 1986 e 1998).

Per far fronte a questa situazione di difficoltà strutturale il sistema energetico italiano ha ridotto progressivamente il contenuto di energia per unità di PIL, specie nei periodi successivi alle crisi energetiche. Questo fattore tende a riequilibrare uno svantaggio competitivo che altrimenti sarebbe ancor più oneroso.

Tasso di autosufficienza energetica di alcuni Paesi dell'UE (%)



Intensità energetica in alcuni Paesi dell'UE (Kgep/US\$ppa)

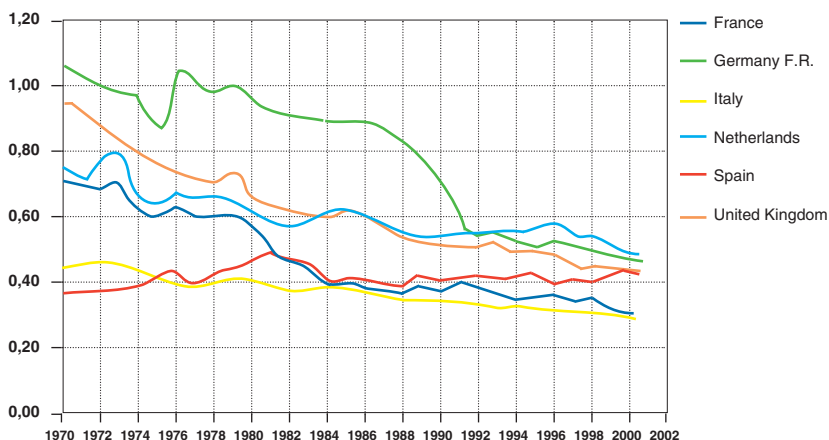


Peraltro, negli ultimi anni il processo di riduzione dell'intensità energetica italiana è andato perdendo slancio, mentre altri Paesi dell'Unione Europea, per effetto di politiche di riconversione ad esempio da carbone a gas naturale (esemplari i casi di Germania e Regno Unito), stanno migliorando notevolmente l'efficienza dei loro sistemi energetici, sempre misurata in termini di contenuto energetico per unità di PIL.

La bassa intensità energetica del sistema energetico italiano, insieme ad un limitato peso del carbone e per converso ad un ruolo decisivo degli idrocarburi con il gas naturale in forte espansione negli ultimi anni, ha contribuito in modo determinante alla bassa intensità di emissione di gas-serra per unità di PIL rispetto a gran parte dei Paesi dell'UE.

Questo fattore non è stato probabilmente tenuto nel debito conto nella definizione degli obiettivi nazionali di riduzione delle emissioni di gas-serra concordati in sede UE, che assegnano all'Italia una riduzione complessiva del 6,5% rispetto all'anno 1990, difficilmente raggiungibile solo con interventi sulla struttura del sistema.

Intensità carbonica in alcuni Paesi dell'UE (kgCO2/US\$ppp)



2.2. Sviluppi recenti e prospettive di breve termine

Gli sviluppi più recenti del sistema energetico italiano sono stati caratterizzati da una riduzione della domanda complessiva di energia. La contrazione del 2002 fa seguito a un 2001 che aveva pure registrato una crescita molto contenuta nonostante le condizioni climatiche particolarmente severe negli ultimi mesi dell'anno.

Nel corso del 2002 le condizioni climatiche sono state migliori rispetto all'anno precedente ed anche questo fattore ha contribuito a determinare la flessione della domanda di energia; altri fattori più importanti sono stati la limitata crescita del prodotto interno lordo e il basso livello della produzione industriale.

Nel determinare l'andamento riflessivo dei consumi di energia degli ultimi anni il ruolo giocato dalla modesta riduzione dell'intensità energetica è stato di gran lunga inferiore da quello rappresentato dal sensibile rallentamento della crescita economica e, in particolare, della produzione industriale.

Tab. 2 Fabbisogno energetico italiano 2001-2003 (Mtep/a)

	2001	2002	2003
Combustibili solidi	13,7	13,7	13,7
Gas naturale	58,6	58,2	62,1
Importazioni di energia elettrica*	9,9	10,4	10,5
Prodotti petroliferi	89,4	89,0	85,6
Combustibili a Basso Costo (Orimulsion)	1,5	1,7	1,7
Fonti rinnovabili*	13,0	12,4	13,3
TOTALE	186,2	185,4	186,9
PIL (miliardi di da lire '95)	1.030.8	1.034.9	1.047.3
Intensità energetica (tep/M)	181	179	179

() i kWh sono stati trasformati in tep in base al coefficiente (previsto in tendenziale riduzione) rappresentato dalle calorie necessarie per produrre 1 kWh termoelettrico*

Relativamente alla evoluzione della domanda di energia in fonti primarie l'elemento di maggiore rilievo dell'anno trascorso è costituito dalla nuova battuta di arresto dei consumi di gas pari allo 0,3%.

Le cause di questo fenomeno, largamente inatteso ed in contrasto con le aspettative degli operatori, sono da attribuire alle condizioni climatiche particolarmente favorevoli che hanno portato ad una contrazione della domanda per usi civili ed al rallentamento della attività produttiva che ha comportato un ridimensionamento dei prelievi di fonti di energia ed in particolare del gas naturale.

Per il settore termoelettrico vi sono indicazioni di un aumento dei prelievi, anche se inferiore alle aspettative a causa di ritardi nei processi di conversione delle vecchie centrali ad olio combustibile e dell'entrata in esercizio di nuovi impianti a ciclo combinato.

L'apporto del carbone è rimasto sui livelli dell'anno precedente in quanto, a fronte di una forte riduzione degli impieghi delle cokerie, si è manifestato un ulteriore aumento dei consumi per produzione termoelettrica reso possibile dal processo di "ambientalizzazione" di alcune centrali e dagli ampi margini di competitività del carbone rispetto all'olio combustibile e al gas naturale.

Il ruolo del petrolio è rimasto sui livelli dell'anno precedente interrompendo il trend di lenta erosione in atto da vari anni a causa dell'ulteriore sviluppo della domanda di gasolio per autotrazione e del recupero degli impieghi di olio combustibile nella produzione termoelettrica che hanno compensato la flessione dei consumi di benzina e di prodotti per la petrolchimica.

Nonostante la riduzione della domanda di benzina il settore trasporti, dove ormai è prevalente l'uso del gasolio, ha confermato la tendenza alla crescita pur in un contesto difficile sia nella componente trasporto passeggeri privato, dove il processo di dieselizzazione del parco ha registrato ulteriori progressi, sia in quella del trasporto merci.

Confermata invece la tendenza alla riduzione della domanda di prodotti petroliferi da parte del settore degli usi civili e dell'industria dove tende a espandersi comunque la quota del gas naturale.

Il settore delle fonti rinnovabili, sul quale negli ultimi anni si è concentrata l'attenzione per il suo potenziale contributo alla riduzione delle emissioni di CO₂, anche in relazione agli impegni sottoscritti dal nostro Paese, ha registrato una battuta d'arresto. Questa riduzione è stata determinata in gran parte dai minori apporti dell'energia idroelettrica, peraltro di carattere congiunturale, ma anche da un aumento più contenuto dell'apporto proveniente dagli impianti eolici che rappresentano la fonte rinnovabile con il maggiore potenziale.

Tab. 3 Consumi di prodotti petroliferi 2001 e 2002 (kton)

PRODOTTI PETROLIFERI	2002	2001	variaz. %
Benzine	16.036	16.466	-2.6%
Gasoli	26.467	25.883	2.3%
Olio combustibile	15.364	15.234	0.9%
di cui: termoelettrico	12.170	12.028	1.2%
altri usi	3.194	3.206	-0.4%
GPL	3.712	3.815	-2.7%
Carboturbo	3.161	3.398	-7.0%
Lubrificanti	579	603	-4.0%
Bitumi	2.567	2.557	0.4%
Fabbisogno petrolchimico netto	6.460	6.754	-4.4%
Altri	5.702	5.499	3.7%
Bunkeraggi	3.060	2.902	5.4%
Consumi e perdite di raffineria	5.244	5.613	-6.6%
Consumi in raffineria per gasificazione	2.433	2.137	13.9%
Cons. in raffineria per produz. di energia elettrica	1.975	2.110	-6.4%
TOTALE	92760	92961	-0.2%

Relativamente alla produzione nazionale di energia il 2002 è stato caratterizzato da una nuova riduzione della produzione di gas da 15,2 a 14,7 miliardi di mc, che conferma la tendenza al declino, che si collega alle difficoltà di tipo autorizzativo per lo sfruttamento di nuove risorse, e dal minor apporto dell'energia idroelettrica. L'aumento delle nuove fonti rinnovabili non ha potuto compensare la minore produzione di gas e di energia idroelettrica determinando così un aumento del grado di dipendenza dall'esterno.

Per quanto riguarda il sistema infrastrutturale è invece proseguito il processo di adeguamento e potenziamento del sistema gas in vista dell'atteso aumento della domanda e del nuovo assetto del settore che sarà caratterizzato da una pluralità di attori con la necessità di aumento del grado di flessibilità del sistema e dei punti di collegamento alle grandi reti di trasporto dall'estero.

La potenza efficiente netta del sistema elettrico ha raggiunto alla fine del 2002 i 76.950 MW con un aumento dell'1,1% rispetto all'anno

precedente, determinato da maggiore potenza termica (+530 MW), geotermica (+ 125 MW) ed eolica e fotovoltaica (+ 79 MW).

Tab. 4 Potenza efficiente di generazione elettrica 2001 e 2002 (MW)

Potenza efficiente di generazione in Italia	2002	2001	variaz. MW	variaz. %
Potenza idrica lorda	20.750	20.744	6	0.03%
Potenza termica lorda	57.350	56.800	550	1.0%
Potenza geotermica lorda	700	573	127	22.2%
Potenza eolica e fotovoltaica lorda	750	670	80	11.9%
TOTALE POTENZA LORDA	79.550	78.787	763	1.0%
Potenza idrica netta	20.439	20.433	6	0.03%
Potenza termica netta	55.100	54.570	530	1.0%
Potenza geotermica netta	665	540	125	23.1%
Potenza eolica e fotovoltaica netta	746	667	79	11.8%
TOTALE POTENZA NETTA	76.950	76.210	740	1.0%

Per il 2003 sono possibili diversi scenari collegati all'evoluzione del conflitto con l'Iraq; a seconda del tipo di scenario sono ipotizzabili diversi prezzi del petrolio. E sarà proprio la lunghezza del periodo di più alta tensione sui mercati che determinerà la persistenza degli aumenti dei prezzi dei carburanti e dei combustibili che già si sono registrati. Per le tariffe invece - per il meccanismo ora adottato dall'Autorità per l'Energia - gli aumenti dovrebbero essere più contenuti ma di più lunga durata e ciò potrà avere ripercussioni anche nel 2004.

Nell'ipotesi di una conclusione del conflitto entro la prima metà dell'anno e di danni limitati alle infrastrutture dell'area interessata al conflitto il prezzo del greggio è destinato a scendere.

Circa l'effetto di questo aumento sui prezzi dei prodotti energetici e sull'effetto di questi ultimi sull'inflazione e sul costo della vita si possono fare alcune considerazioni.

La prima è che la forte componente fiscale di alcuni prodotti (soprattutto carburanti ma anche combustibili per riscaldamento) assorbe una gran parte degli aumenti di prezzo del greggio che si ripercuotono

solo sul costo della materia prima, così che rispetto al prezzo del petrolio sui mercati internazionali, i prezzi di vendita dei prodotti non salgono in proporzione, ma con una percentuale più bassa.

La seconda considerazione è che il Governo sembra orientato a ridurre l'accisa sui carburanti per compensare gli aumenti previsti del prezzo della materia prima e quindi calmierare l'inflazione da petrolio.

La terza considerazione riguarda l'effettiva incidenza del costo dell'energia sull'indice dei prezzi al consumo che non è molto elevata, potendosi valutare intorno all'1,5% in forma diretta, più alta se si considera l'effetto a cascata sui vari prodotti. Va tuttavia considerato un costo effetto "risonanza", anche sui prezzi che non hanno a che fare direttamente con l'energia.

Questo scenario non appare incompatibile con le previsioni ufficiali di crescita del PIL per l'anno in corso del 1.3%, che, però potranno essere negativamente influenzate non solo dalle condizioni generali dell'economia europea e mondiale, ma anche dalle ripercussioni che potrà avere il conflitto con l'Iraq sui mercati, sulla domanda e sugli investimenti.

Il complesso di questi fattori avrà sicuramente un effetto di contenimento della domanda di energia, che è stata del tutto stagnante lo scorso anno.

Attualmente non vi sono elementi che possano, in presenza di un quadro generale negativo, facilitare una ripresa dei consumi di energia.

Rimangono infatti poco incoraggianti le aspettative dei vari settori che determinano la domanda finale (industria, civile e trasporti). Un aumento rispetto al 2002 è atteso solo per la domanda di elettricità e di gas per uso civile, a causa della stagione molto fredda.

Stazionari dovrebbero essere gli altri comparti, con una regressione da parte del settore industriale che è in forte crisi soprattutto nelle produzioni energivore, dell'auto e della chimica.

In complesso si profila dunque un molto modesto aumento dei consumi complessivi di energia pur in presenza di alcuni cambiamenti dei pesi relativi tra le varie fonti primarie dovuti all'aumento della do-

manda di gas e di un probabile maggior apporto dell'energia idroelettrica che dovrebbe recuperare la flessione dell'anno precedente.

Relativamente alla produzione interna si profila una ulteriore riduzione del contributo degli idrocarburi (petrolio in leggero aumento; gas in diminuzione) a fronte di ulteriore aumento delle importazioni di gas e di energia elettrica.

2.3. Prospettive di evoluzione di medio termine

Negli ultimi anni c'è stato dunque un rallentamento della domanda di energia, ma sarebbe un errore attribuire questo fenomeno esclusivamente ad un sensibile incremento di efficienza energetica.

Dal 1996 al 2002 l'intensità energetica, ovvero il rapporto tra consumi di energia e PIL, è diminuita del 2,6%, meno dello 0,5% medio annuo: un trend che certamente non ci avvicina al raggiungimento dei traguardi di riduzione delle emissioni di gas-serra, che implica certamente un contenimento della crescita della domanda energetica.

Questa evoluzione dell'intensità energetica e una crescita economica che nello stesso periodo è stata pari all'1,8% medio annuo hanno determinato nel 2002 un fabbisogno energetico di 185,4 Mtep. A parità di intensità energetica, un andamento dell'economia del 2,5% medio annuo nello stesso periodo avrebbe determinato un fabbisogno di 194 Mtep nel 2002, quasi 10 Mtep in più di quanto realmente richiesto, con un chiaro impatto sulla crescita delle emissioni.

L'evoluzione della domanda di energia nei prossimi anni sarà quindi notevolmente influenzata non solo dal tasso di sviluppo che l'economia italiana riuscirà a raggiungere dopo il rallentamento del 2001 e del 2002, ma anche dall'entità del processo di riduzione dell'intensità energetica.

Relativamente al tasso di crescita dell'economia appare ragionevole fare riferimento ad un sentiero di crescita media di medio periodo di poco inferiore al 2%.

Per quanto riguarda l'evoluzione dell'intensità energetica, forti incrementi di efficienza non possono essere assunti come certi e generalizzati a tutti i settori, almeno fino a quando non si passerà alla fase di attuazione del complesso di misure prevista dalle delibere di attuazione degli impegni di Kyoto, che finora hanno registrato forti ritardi.

Esiste quindi la possibilità che anche una crescita dell'economia abbastanza contenuta, dell'ordine dell'1,8% medio annuo dal 2002 al 2010, possa spingere in questo orizzonte temporale i consumi di energia ben al di sopra della soglia dei 200 Mtep.

Assumendo comunque alcuni miglioramenti di efficienza nel settore della produzione di elettricità - derivanti dal rinnovo del parco e dalla sostituzione delle vecchie centrali con impianti a ciclo combinato - insieme a miglioramenti di efficienza di alcuni apparecchi di utilizzo dell'energia e ad iniziative di razionalizzazione del sistema di trasporto di merci e di passeggeri, si può supporre che l'intensità energetica scenda di uno 0,6% medio annuo dal 2002 al 2010.

In tali ipotesi, si può assumere un fabbisogno energetico al 2005 di 192 milioni di tep, che dovrebbe svilupparsi ulteriormente sino a poco più di 200 milioni di tep nel 2010.

È peraltro possibile che la crescita della domanda energetica sia contenuta a livelli inferiori a 200 Mtep nel 2010 (nell'ordine di 195 Mtep) in seguito a una crescita economica ancora più lenta di quella ipotizzata.

Questo quantitativo potrebbe essere anche il risultato di un più accentuato impegno per la razionalizzazione del sistema, che viene assunto ad esempio nelle previsioni formulate dall'Unione Petrolifera.

Sulla base di uno scenario tendenziale che individua in circa 200,7 milioni di tep il fabbisogno energetico al 2010, si è delineato un quadro relativo al ruolo delle varie fonti primarie, che indica nel gas la fonte con le migliori prospettive di crescita a fianco delle rinnovabili.

Di fronte ad una evoluzione della domanda energetica finale che sarà caratterizzata dall'ulteriore rafforzamento della quota di mercato dell'energia elettrica, con conseguente forte aumento di fonti da trasfor-

mare, gli impianti a gas si prospettano come gli unici in grado di rispondere alle esigenze di rispetto ambientale e di realizzabilità degli impianti in tempi relativamente brevi, come conferma, ad esempio, la notevole difficoltà autorizzativa incontrata dal progetto di riconversione a carbone della grande centrale termoelettrica Torre Valdaliga Nord di Civitavecchia (RM).

Peraltro la crescita del gas si va rivelando meno rapida di quella ipotizzata fino a poco tempo fa causa del difficile processo di transizione istituzionale del settore elettrico e del conferimento di nuovi poteri alle regioni, chiamate ad avere un ruolo centrale nei processi di localizzazione di ogni nuovo impianto energetico.

La domanda complessiva di gas dovrebbe superare comunque gli 81 miliardi di mc al 2005 (67,5 milioni di tep) ed arrivare vicino ai 91 miliardi di mc al 2010 (75 milioni di tep). Per tale fonte si prospetta anche la possibilità di dover svolgere il ruolo di "buffer" - svolto in passato dal petrolio - per compensare incrementi di domanda superiori al previsto, o ritardi e difficoltà nei programmi di diversificazione verso altre fonti (rinnovabili, carbone).

Per il petrolio si prospetta un ulteriore declino - con 84,3 milioni di tep nel 2005 e 81,0 milioni di tep nel 2010 - a causa soprattutto della progressiva riduzione degli impieghi di olio combustibile per produzione termoelettrica.

Sempre al 2010, l'apporto delle rinnovabili è previsto in aumento sino a 16,5 milioni di tep, mentre quello del carbone dovrebbe aggirarsi sui 14,0 milioni di tep affiancato da una presenza significativa di combustibili a basso costo come l'orimulsion, per i quali è prevista una forte crescita a ritmi medi annui dell'11%.

Infine il processo di liberalizzazione tenderà anche ad aprire nuovi spazi alle importazioni di energia elettrica, ma la persistenza di vincoli di natura tecnica, solo alcuni dei quali sono stati già in parte rimossi, tenderà a ridurre l'apporto di questa risorsa, valutata in 10,5 milioni di tep al 2005 e ad 11 milioni di tep al 2010. Qualora invece le difficoltà di realizzazione di nuove infrastrutture fossero superate, questo importo potrebbe salire secondo le indicazioni del GRTN sino a 15 Mtep dopo il 2006.

Tab. 5 Previsioni del fabbisogno energetico italiano complessivo al 2010 (Mtep/a)

	1996	2001	2002	2003	2005	2010
Combustibili solidi	11,3	13,7	13,7	13,7	13,9	14,0
Gas naturale	46,4	58,6	58,2	62,1	67,5	75,0
Importazioni di energia elettrica*	8,2	9,9	10,4	10,5	10,5	11,0
Prodotti petroliferi	94,4	89,4	89,0	85,6	84,3	81,0
Combustibili a Basso Costo (Orimulsion)	0,0	1,5	1,7	1,7	1,8	3,2
Fonti rinnovabili*	11,4	13,0	12,4	13,3	14,0	16,5
TOTALE	171,7	186,2	185,4	186,9	192,0	200,7
PIL (miliardi di da lire '95)	933,1	1.030,8	1.034,9	1.047,3	1.082,9	1.180,3
Intensità energetica (tep/M)	184	181	179	179	177	170

(*) i kWh sono stati trasformati in tep in base al coefficiente (previsto in tendenziale riduzione) rappresentato dalle calorie necessarie per produrre 1 kWh termoelettrico

Tab. 6 Tassi di crescita medi annui relativi alle previsioni del fabbisogno

	96-02	2002-2005	2005-2010	2002-2010
Combustibili solidi	3.5%	0.5%	0.1%	0.3%
Gas naturale	4.2%	5.3%	2.2%	3.6%
Importazioni di energia elettrica*	4.5%	0.3%	1.0%	0.7%
Prodotti petroliferi	-1.0%	-1.8%	-0.8%	-1.1%
Combustibili a Basso Costo (Orimulsion)	-	2.0%	15.6%	11.0%
Fonti rinnovabili*	1.5%	4.3%	3.6%	4.1%
TOTALE	1.3%	1.2%	0.9%	1.0%
PIL (miliardi di da lire '95)	1.8%	1.5%	1.8%	1.8%
Intensità energetica (tep/M)	-0.4%	-0.3%	-0.8%	-0.6%

(*) i kWh sono stati trasformati in tep in base al coefficiente (previsto in tendenziale riduzione) rappresentato dalle calorie necessarie per produrre 1 kWh termoelettrico

2.4. Principali elementi di criticità

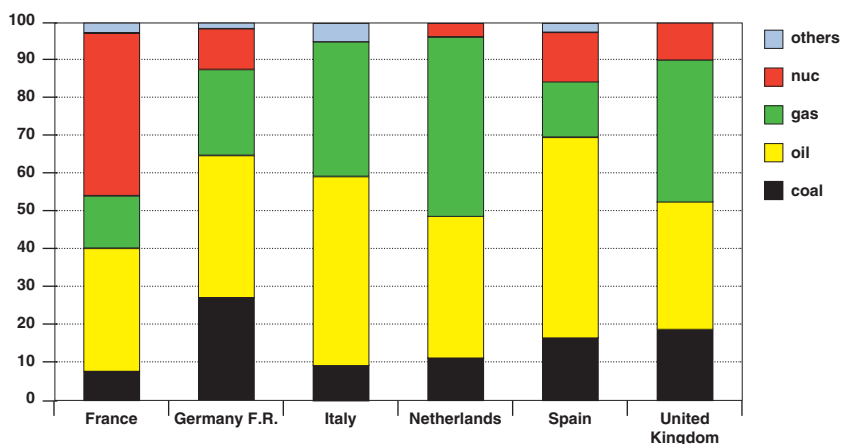
In relazione alle prospettive di crescita della domanda energetica esiste dunque una serie di vincoli da risolvere sul piano delle infrastrutture, che non possono essere visti disgiuntamente dagli obiettivi di poli-

tica energetica: sicurezza, economicità rispetto agli altri Paesi dell'Unione Europea e compatibilità con gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas-serra che sono stati fissati a Kyoto e che la legislazione italiana ha recepito.

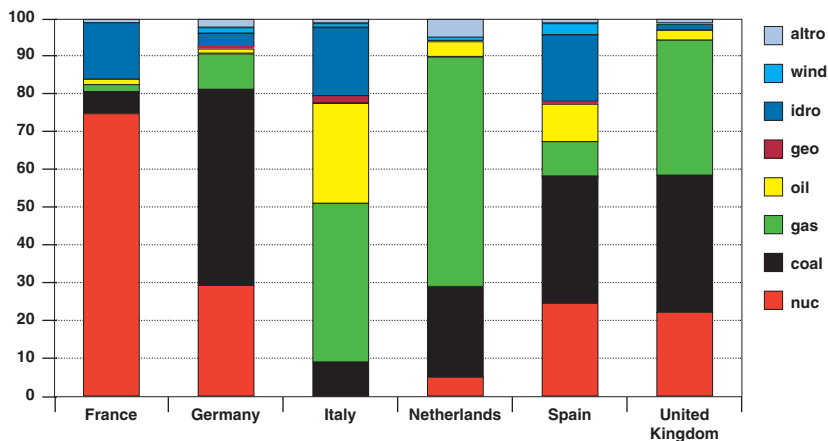
Il raggiungimento di questi obiettivi è reso particolarmente difficile dalle specificità del sistema energetico italiano, riconducibili - come già evidenziato - sostanzialmente a tre categorie:

- il limitato patrimonio energetico nazionale e quindi la forte dipendenza dall'estero, la più alta tra i Paesi dell'Unione Europea, con evidenti riflessi sulla sicurezza e sull'economicità nei momenti di maggior rialzo dei prezzi internazionali dell'energia;
- la scarsa diversificazione delle fonti energetiche e la rigidità del sistema infrastrutturale;
- le peculiarità del settore elettrico con il limitato ricorso al carbone e la mancanza di apporti nucleari, che accentuano la diversità del sistema italiano rispetto a quello degli altri Paesi dell'Unione Europea.

Struttura dei consumi energetici primari per fonte di alcuni Paesi dell'UE (%)



Contributo delle fonti energetiche alla produzione elettrica in alcuni Paesi dell'UE (%)



Negli ultimi decenni la risposta a questi elementi di criticità è venuta sostanzialmente da due fattori:

- la diminuzione dell'intensità energetica (rapporto tra consumi energetici e PIL), soprattutto nel settore industriale;
- la diversificazione a favore del gas naturale nell'ambito degli idrocarburi.

Negli anni più recenti un ulteriore fattore è stato lo sviluppo delle tecnologie di utilizzo delle fonti rinnovabili, ancora in stato embrionale.

Guardando al futuro, nell'arco temporale medio le possibilità di cambiare radicalmente la struttura del sistema energetico italiano sono limitate.

Un esame realistico dell'attuale sistema, anche dal punto di vista infrastrutturale, porta a considerare velleitario ogni tentativo di rivoluzionare il sistema, mentre appare molto più plausibile assecondare la transizione in corso verso migliori standard di efficienza e maggiore eco-compatibilità del mix di fonti primarie, nel rispetto delle condizioni di economicità.

Per assecondare questa transizione è fondamentale portare a termine l'adeguamento infrastrutturale intrapreso.

Per quanto riguarda il gas naturale, dato che il principale fattore di sviluppo della domanda sarà costituito dalla ristrutturazione in atto del sistema termoelettrico verso un mix tecnologico con largo impiego di impianti a ciclo combinato, è di importanza strategica potenziare le infrastrutture di importazione nei tempi e nelle capacità indicate. In particolare, sarà cruciale la realizzazione del nuovo gasdotto dalla Libia e i potenziamenti previsti da SNAM Rete Gas per i tre punti di ingresso sulla rete esistenti, così come sarà importante realizzare almeno i terminali GNL di Rovigo, Brindisi e auspicabilmente Rosignano, anche per dare al mercato integrato gas-elettrico un grado di libertà in più.

Per quanto attiene il sistema elettrico, data la prevista crescita della domanda, sia in termini di potenza che di energia, è importante che si passi alla realizzazione di almeno una parte dei progetti di nuove centrali presentati, onde scongiurare penurie di potenza alla punta del carico invernale e - fatto nuovo - estivo. Inoltre, è necessario rimuovere in tempi rapidi i vincoli autorizzativi generali e locali per la realizzazione di nuovi elettrodotti, sia per assicurare la sicurezza e l'economicità della trasmissione nel nuovo assetto dei flussi di potenza definito dal libero scambio, sia per garantire il collegamento alla rete delle nuove centrali di produzione che saranno realizzate. Infine, resta fondamentale la realizzazione del programma di sviluppo delle linee di importazione, dato il prevedibile forte ricorso all'elettricità estera e data la situazione di pericolo di indisponibilità di potenza alla punta che l'importazione può aiutare a scongiurare soprattutto nel breve periodo, in attesa che nuova potenza sia installata sul territorio nazionale.

Per quanto riguarda il sistema petrolifero, le emergenze infrastrutturali non sono determinate dal soddisfacimento quantitativo della domanda, prevista in calo e che anzi determinerà un esubero di capacità produttiva, ma dalla necessità di soddisfare i sempre più elevati standard di qualità dei prodotti petroliferi. Inoltre, sono importanti misure per la razionalizzazione del sistema di distribuzione dei carburanti, inefficiente e obsoleto rispetto agli altri Paesi dell'Unione Europea.

Per i combustibili solidi non si profilano necessità infrastrutturali

diverse da quelle dello sviluppo delle normali infrastrutture portuali e interportuali. Tuttavia, data l'importanza che l'economicità, la stabilità di prezzo e la sicurezza degli approvvigionamenti di carbone possono garantire, sembra importante il ricorso a tecnologie termoelettriche avanzate oggi disponibili, in grado di fare uso di combustibili solidi pur garantendo un basso impatto ambientale locale.

Per le tecnologie a fonti rinnovabili, a lato degli incentivi definiti dai meccanismi flessibili implementati, si rende necessario un quadro legislativo di carattere nazionale e regionale che garantisca la semplice e rapida autorizzabilità di nuovi progetti e la loro concreta fattibilità, onde agevolare il già difficile percorso di sviluppo delle fonti rinnovabili stesse.

Lo scenario tendenziale delineato nelle pagine dello studio allegato traccia un quadro che non dovrebbe peggiorare il confronto con gli altri Paesi Europei, i quali, pur partendo da una situazione di maggiore autosufficienza e di più ampia diversificazione, si trovano a doversi confrontare con una prospettiva di aumento della dipendenza dall'estero, anche a causa dell'arresto nella crescita dell'energia nucleare e di un sempre maggiore ricorso al carbone estero in sostituzione di quello di produzione interna, spesso sussidiato.

Peraltro, le prospettive energetiche che si vanno delineando lasciano in sospenso le criticità relative alla sostenibilità ambientale del fabbisogno energetico.

In particolare, per quanto riguarda le emissioni di CO₂ lo scenario tendenziale al 2010 implica un aumento sino al 7% rispetto ai valori attuali e oltre il 14% rispetto a quelli del 1990, in netto contrasto con l'obiettivo di riduzione del -6,5% fissato.

Tutto ciò sottolinea la necessità di una serie di misure di accompagnamento, sia sul piano interno sia sul piano internazionale, secondo le indicazioni della Delibera CIPE "Revisione delle linee guida per le politiche e le misure nazionali di riduzione delle emissioni di gas serra" del dicembre 2002.

L'occasione di cambiamento fornita dagli obiettivi di razionalizzazione del sistema energetico in seguito agli accordi internazionali sul clima dovrebbe auspicabilmente essere un traino per lo sviluppo tecnologico in campo energetico, che è l'unico elemento per la soluzione delle problematiche nel lungo periodo.

3. LE CONDIZIONI PER UN MERCATO CONCORRENZIALE DELL'ENERGIA: IL RUOLO DEL GAS IN EUROPA ED IN ITALIA

3.1. *Approvvigionamento del gas naturale e assetto del mercato*

Il gas naturale rappresenta senza dubbio la componente primaria di maggior importanza per lo sviluppo dell'offerta di energia in Europa: per l'Italia, in particolare, si prevede che nel primo decennio del 2000 (vedi punto 2) l'aumento della produzione nazionale di energia elettrica sarà in larga parte sostenuto dalle nuove centrali a gas a ciclo combinato, che dovrebbero essere costruite ed entrare in esercizio nei prossimi anni.

Con questa premessa è logico chiedersi quali siano le condizioni perché si instauri un "mercato concorrenziale" del gas nell'ambito europeo.

Va ricordato, innanzi tutto, che la produzione europea di gas è del tutto insufficiente.

Secondo la testimonianza del prof. Gros-Pietro "Nel mercato europeo del gas naturale ... scarseggiano i giacimenti. Con l'eccezione di quelli olandesi, gli unici giacimenti importanti sono nel Mare del Nord: stanno di fronte alla costa inglese, furono sviluppati da una pluralità di imprese e hanno costituito la base di un'industria deverticalizzata e concorrenziale alimentata da un'offerta primaria a sua volta concorrenziale. Oggi tali giacimenti, in declino, soddisfano a stento il consumo britannico, mentre il resto dell'Europa dipende in misura crescente da tre fornitori, Algeria, Norvegia e Russia, tra i quali l'ultimo si prefigura come la principale fonte a lungo termine"²².

22. G. M. GROS-PIETRO, *I grandi gruppi energetici, dall'Italia all'Europa*, in *Energia*, n. 1 2002, 12.

E' quindi evidente la rilevanza, per la domanda europea, dei flussi di importazione dai Paesi fornitori, e merita tutta l'attenzione quel processo, assai complesso ed articolato, che ha consentito e dovrà consentire nel prossimo futuro un approvvigionamento regolare di gas per l'Europa continentale ed in particolare per l'Italia con il coinvolgimento di determinati "attori" e l'utilizzo di opportune infrastrutture tecnologiche.

Gli "attori" principali del processo sono:

- i soggetti titolari delle fonti primarie (giacimenti in grado di produrre),
- i soggetti in grado di stabilire rapporti operativi e commerciali con i produttori.

Con il decreto legislativo n. 164 del 2000 da questi ultimi soggetti sono state separate e rese indipendenti, almeno in Italia, le attività di gestione dei sistemi di trasporto.

Il processo, infatti, si svolge sulla base di infrastrutture tecnologiche che consentono di convogliare i flussi di gas dai giacimenti di origine ai sistemi a rete (nazionali, regionali e locali) per soddisfare la domanda.

Le infrastrutture di trasporto internazionale finora più utilizzate per operare su grandi distanze (ad es. dai giacimenti russi oppure nordafricani ai confini italiani) sono quelle fisse, costituite da gasdotti (eventualmente con tratte sottomarine), con più linee in parallelo, corredate dalle relative centrali di spinta.

Esiste un'alternativa tecnica, per attivare flussi da Paesi non collegabili mediante strutture fisse, rappresentata dall'importazione via nave di gas naturale liquefatto (GNL); questa alternativa consente di rivolgersi a produttori anche molto distanti, con la possibilità, entro certi limiti, di sostituire un fornitore con un altro.

L'importazione via nave richiede però cospicui investimenti (dell'ordine di miliardi di euro, se si considerano ipotesi di importazione da Paesi dell'Africa o del Medio Oriente verso l'Europa) in primo luogo per la costruzione ed attivazione agli estremi dei percorsi marittimi dei necessari impianti di liquefazione e rigassificazione, oltre che per allestire la flotta metaniera ed attrezzare le corrispondenti strutture portuali.

In queste condizioni anche il trasporto via GNL risulta strutturato al punto da poter essere considerato quasi quale un gasdotto “virtuale”.

Le reti di trasporto gas (su scala nazionale e sub-nazionale) sono a loro volta costituite da gasdotti, corredati da centrali di spinta e sistemi di stoccaggio sotterraneo.

Per i Paesi europei come l'Italia - che, disponendo solo di una ridottissima produzione nazionale di gas, è dipendente nei prossimi anni dai flussi di importazione dai giacimenti del Nord-Africa, del Mare del Nord e, in prospettiva, soprattutto della Russia - risulta determinante la posizione di forza contrattuale dei produttori e degli operatori, nazionali ed internazionali, che assicurano la disponibilità e l'esercizio delle infrastrutture di trasporto.

Come è noto, in una prospettiva a breve e medio termine, i soggetti che governano la produzione dei giacimenti di origine sono di norma monopolisti pubblici nell'ambito delle rispettive nazioni (ad esempio, Russia ed Algeria), si trovano totalmente svincolati dal sistema giuridico dell'Unione Europea e non subiscono condizionamenti da confronti competitivi sul lato dell'offerta che li spingano a formulare e a mettere in pratica politiche commerciali attrattive nei confronti della domanda (si prospetta, al contrario, un'ipotesi di “cartello” internazionale dei produttori di gas).

Gli interlocutori “naturali” di questi soggetti produttori sono stati finora, e sono ancora al momento attuale, gli operatori industriali, di rilevanza internazionale, che hanno costruito e gestito (anche in “*joint venture*” con gli stessi produttori) le condotte per il trasporto del gas naturale dai giacimenti di origine alle regioni di consumo.

La realizzazione di tali opere - che, come già osservato, hanno richiesto investimenti in misura tale da attribuire alla componente di trasporto “*long-range*” un peso preponderante sul prezzo del gas disponibile alle aree di consumo - si è effettuata in base ad accordi di lunga durata fra i produttori ed i soggetti investitori che si impegnavano reciprocamente a fornire e ritirare quantità vincolate (*take-or-pay*), con l'assicurazione di un flusso di fornitura sufficiente a recuperare gli investimenti.

Per formulare uno scenario prospettico a breve-medio termine, le considerazioni fin qui esposte consentono di individuare due diversi modelli di sviluppo dell'industria e del mercato del gas in ambito europeo, generati e sostenuti da condizioni locali ed al contorno assai differenti, e pertanto non direttamente trasferibili.

Per quanto si riferisce al mercato inglese “.. tanti produttori in concorrenza a breve distanza dalla costa, un reticolo di tubi di coltivazione e trasporto a corta distanza, attivabili anche con investimenti modesti, un mercato di consumo sviluppato e solvibile alle spalle ... hanno costituito la base di un'industria deverticalizzata e concorrenziale, alimentata da una offerta primaria a sua volta concorrenziale”²³.

Per realtà come quella italiana e di altre nazioni dell'Europa continentale i produttori a cui rivolgersi sono invece, come si è precedentemente osservato, in numero esiguo e godono di condizioni tali da non permettere all'offerta di svilupparsi in funzione della domanda.

Per quanto si riferisce al ruolo dell'industria europea coinvolta nel trasporto e nella fornitura del gas “... i volumi in gioco, le distanze, le dimensioni unitarie degli impianti necessari ad attingere le economie di scala, la lunghezza del periodo di recupero degli investimenti, il rischio associato a sistemi alternativi, faranno sì che la partita si giocherà fra operatori di grandi dimensioni. Tra questi, i promotori saranno in qualche misura integrati verticalmente, o con la produzione a monte o con il consumo a valle, sempre per ridurre il rischio di scarso utilizzo degli investimenti ...”²⁴.

In questa seconda prospettiva, che investe certamente il nostro Paese, potrà svilupparsi un'industria energetica ed un corrispondente mercato concorrenziale del gas “... modellato dalle iniziative di operatori di grandi dimensioni, integrati verticalmente e presumibilmente portatori di soluzioni anche tecnicamente in competizione tra loro; gli altri faranno da contorno”²⁵.

23. G. M. GROS-PIETRO, *op. cit.*, 11 e 12.

24. G. M. GROS-PIETRO, *op. cit.*, 12.

25. G. M. GROS-PIETRO, *op. cit.*, 13.

In particolare, l'affermazione su larga scala della modalità di trasporto/importazione di GNL via nave - non prevedibile però a tempi brevi - potrà consentire l'accesso a nuovi operatori industriali "upstream", ed aprire in misura consistente il ristretto "club" dei Paesi produttori che hanno finora condizionato la politica degli approvvigionamenti di gas per l'Europa.

3.2. Il ruolo condizionante di norme e regolamenti nazionali ed europei

Il modello teorico a cui appaiono ispirate le Direttive comunitarie per la costituzione di un sistema di regole che consenta in Europa un funzionamento ottimale del mercato del gas trova il suo fondamento nelle esperienze dei Paesi anglosassoni; lo stesso riferimento ha orientato di conseguenza, sia pure con tempi ed interpretazioni diverse, le attività legislative di altri Paesi dell'Unione.

Il settore industriale dell'energia in Gran Bretagna ha trovato un suo assetto ottimale in relazione alla domanda del mercato come risultato del processo di liberalizzazione iniziato negli anni '80. La filiera del gas, in particolare, possiede una struttura - che dovrebbe costituire il modello esemplare per le altre nazioni dell'Unione - caratterizzata dalla presenza di diverse classi di operatori specializzati che assicurano, in concorrenza all'interno delle classi, tutte le attività richieste per il suo funzionamento.

Per altri Paesi con realtà industriali e di mercato difforni rispetto al riferimento presentato potrebbe essere progettato e messo in atto un avvicinamento per via legislativa ed amministrativa al modello ottimale, in accordo ai principi ispiratori delle Direttive comunitarie.

Ad esempio, se in una nazione fosse presente un solo operatore dominante nel settore del gas "verticalmente integrato" (in grado cioè di gestire tutte le attività di filiera nell'ambito di una singola impresa, come nel caso dell'Italia), sarebbe necessario - "ope legis" - segmentarne l'organizzazione, isolando e rendendo indipendenti le sue componenti specializzate (es. produzione, importazione, trasporto, distribuzione, vendita). Ogni segmento specializzato dovrebbe essere, a sua volta,

segmentato, ove possibile anche “in senso orizzontale”, per dar luogo a più operatori in concorrenza.

Si verrebbe così a creare anche in quella nazione una struttura di settore industriale coerente al modello assunto, e quindi potenzialmente in grado di assicurare al mercato una fornitura di gas alle migliori condizioni.

Per quanto si riferisce alla situazione italiana, il Decreto legislativo n. 164 del 2000 (“Decreto Letta”), in linea con quanto ora illustrato, ha imposto la segmentazione in senso verticale delle attività tradizionali dell’operatore dominante Snam.

Il decreto ha prescritto, in particolare, la separazione societaria delle attività di gestione della rete nazionale di trasporto, poi effettivamente confluite nella società Snam Rete Gas, destinata col ruolo di “operatore di interesse nazionale” ad uscire dal controllo azionario dell’Eni.

Lo stesso decreto ha poi imposto limiti amministrativi ai volumi importati o venduti ai consumatori da un singolo operatore con l’obiettivo di limitare l’operatore dominante ENI e creare spazio per altri soggetti, favorendo quindi un processo di suddivisione “verticale”.

Si osserva che il sistema adottato riserva alcuni spazi dove un nuovo operatore può presentare una propria offerta sostitutiva a quella precedente dell’operatore dominante, ma non in concorrenza con essa, e quindi non necessariamente più favorevole al consumatore finale.

Le delibere che l’Autorità per l’energia elettrica e il gas ha emesso per regolare gli accessi alla rete nazionale di trasporto si riferiscono allo stesso modello concettuale, e prospettano - fatte salve le diverse facilitazioni riconosciute ai nuovi investimenti - un regime di accessi con orizzonti a breve termine e quindi svincolato dagli impegni imposti dai produttori e dagli standard del mercato a monte.

Sembra che l’obiettivo dell’Autorità sia quello di favorire un assetto del mercato pilotato dai soggetti a valle rispetto agli operatori a monte, che preveda in determinati punti di liquidità lo sviluppo di una contrattazione fra soggetti di vario tipo configurabile come una vera e propria borsa della materia prima e della capacità di trasporto.

Si osserva che per stabilire un vero mercato a vantaggio dei consumatori finali è indispensabile che la capacità di trasporto non rappresen-

ti mai un fattore limitante, ma che anzi sia presente in qualche misura sovrabbondante; in condizioni di carenza, per contro, posizioni di forza sulla capacità stessa potrebbero favorire trasferimenti della materia prima a vantaggio di chi è in grado di trasportarla.

Evidentemente, in assenza di offerte concorrenti, anche tale circostanza non necessariamente si tradurrebbe in un vantaggio per il consumatore finale.

In Francia e Germania non si sono invece avviate significative azioni legislative volte a limitare e condizionare le posizioni dominanti dell'operatore nazionale (nel caso della Francia), e degli operatori regionali (nel caso della Germania); non sono state nemmeno istituite Autorità di regolazione indipendenti (sul modello italiano).

Gli stessi operatori dominanti francesi e tedeschi, che hanno mantenuto la loro struttura e godono tuttora di un regime al riparo da concorrenza nei rispettivi Paesi, possono invece usufruire delle condizioni di apertura esistenti nel mercato italiano del gas in base alla legislazione più "avanzata"; agli operatori italiani del settore (come ad es. Eni Divisione Gas & Power, Enel FTL, Edison Gas), che sono potenzialmente esposti in Italia alla concorrenza dei monopolisti d'oltralpe, non sarebbe invece consentito un accesso a condizioni paritetiche in Francia e Germania.

E' evidente l'impatto negativo che attività legislative e di regolazione nazionali, poco coordinate fra loro, sia come contenuti che come tempi di attuazione, possono apportare ad uno sviluppo armonico del mercato del gas in ambito europeo, condizionato da una situazione iniziale dominata dai monopoli esistenti in vari Paesi e dalle obiettive condizioni di difficile accessibilità delle fonti primarie situate in aree al di fuori del controllo dell'Unione Europea.

Se si pone attenzione ai contenuti legislativi che si sono sviluppati negli anni più recenti, si osserva che il modello di riferimento di derivazione britannica - ispiratore delle Direttive europee e che ha condizionato in particolare il legislatore italiano - ha certamente caratterizzato una realtà industriale e di mercato di grande successo nell'unico e particolare contesto europeo dove si è consolidato; lo stesso modello non appare però proponibile per un trasferimento diretto ad altri Paesi nell'ambito comunitario per via amministrativa.

Infatti, le attuali modalità di funzionamento del mercato del gas nel Regno Unito sono il risultato di un processo di evoluzione reso possibile dalla presenza di un'offerta primaria proveniente da una pluralità di operatori, fra loro in concorrenza, che controllano la produzione dei rispettivi giacimenti con l'opportunità di avvalersi a bassi costi delle reti di trasporto per servire bacini di utenze locali situate a corta distanza.

Si fa notare che in Europa il Regno Unito è l'unica realtà nazionale che gode di queste condizioni, naturalmente favorevoli allo sviluppo di un mercato del gas, perché la vera competizione è quella che si stabilisce all'origine fra i soggetti produttori, che disponendo di giacimenti prossimi alle aree di consumo sono in grado di consentire agli utenti del sistema un'ampia possibilità di scelta fra proposte caratterizzate da diversi prezzi e diverse condizioni di fornitura.

Altri Paesi dell'Europa continentale - e fra questi l'Italia - per l'approvvigionamento del gas dipendono sostanzialmente dai produttori Russi e del Nord-Africa, oltre che dalla produzione del Mare del Nord. I fornitori primari non sono in competizione fra loro e a loro volta risultano strettamente collegati a pochi operatori "*up-stream*" per il trasporto internazionale mediante contratti a lungo termine di tipo "*take-or-pay*".

Inoltre, è impensabile che a breve e medio termine venga abbandonata (naturalmente o per imposizione legislativa di ispirazione europea) la pratica dei contratti a lungo termine vincolati, che dà sicurezza ai produttori ed agli investitori che assicurano lo sviluppo delle infrastrutture di trasporto a lunga distanza dedicate a servire le diverse aree di assorbimento.

Per queste nazioni mancano pertanto le condizioni minime per adeguare la propria filiera del gas al modello britannico, e di conseguenza i provvedimenti normativi ed amministrativi presi su scala nazionale per favorire il raggiungimento di quel modello sono destinati quanto meno a rimanere inefficaci.

Ci si deve piuttosto interrogare sulle prospettive di evoluzione del settore del gas in una logica europea trans-nazionale verso un assetto che assicuri una competizione fra operatori di adeguate dimensioni e capacità finanziaria in grado di sviluppare nuove tecnologie di trasporto

e di progettare e realizzare nuove vie di approvvigionamento internazionale.

Con questo tipo di evoluzione, che consenta l'affermazione di una pluralità di operatori sopranazionali, anche integrati verticalmente, sarà possibile il consolidamento di un vero mercato europeo del gas in grado di fornire alla domanda le migliori soluzioni ai prezzi più vantaggiosi.

E' quindi auspicabile che nel nostro Paese, in tutte le sedi qualificate che si occupano della tematica degli approvvigionamenti energetici, ed in particolare presso l'Esecutivo, si svolga un processo di riesame ed aggiornamento dei modelli di riferimento che dovrebbero suggerire l'assetto più conveniente del settore industriale del gas, e dei conseguenti indirizzi normativi, in uno scenario critico e competitivo per gli approvvigionamenti primari, come quello che si presenta per i prossimi anni.

4. LE CONDIZIONI PER UN MERCATO CONCORRENZIALE DELL'ENERGIA: IL SETTORE ELETTRICO

4.1 Il mercato internazionale

La costruzione di un mercato europeo dell'energia elettrica appare essere il criterio ispiratore delle direttive comunitarie e degli interventi a sostegno della realizzazione delle reti di interconnessione. Si punta a determinare le condizioni di operatività dei comportamenti dei diversi soggetti nei mercati nazionali, come condizione necessaria e sufficiente per raggiungere l'obiettivo del mercato unico.

Al di là delle evidenti resistenze delle imprese, territorialmente monopolistiche e verticalmente integrate, e delle diverse impostazioni politiche di alcuni degli Stati più rilevanti (come la Francia e la Germania, da un lato, e la Gran Bretagna, dall'altro), che hanno determinato il compromesso di Barcellona (vedi paragrafo 1), il processo di omogeneizzazione riguarda la totale liberalizzazione della domanda (anche i consumatori domestici saranno clienti idonei dopo il 1 luglio 2007) e l'affidamento ad autorità indipendenti, appositamente istituite, delle funzioni di regolazione al fine di garantire su tutte le reti la libera circolazione di qualsiasi flusso di energia elettrica. Queste due condizioni sono ritenute fondamentali per garantire la piena concorrenza tra i produttori di energia elettrica e quindi la riduzione dei prezzi sia nei mercati nazionali che nel mercato europeo.

Ma permangono e permarranno due limiti strutturali al concretizzarsi di un mercato europeo, anche quando i mercati nazionali avranno rag-

giunto un assetto concorrenziale: si tratta della capacità limitata delle linee di trasmissione transfrontaliere e della diversa struttura della generazione nei vari Paesi, che determina, quasi totalmente, la differenza dei prezzi dell'energia elettrica per le imprese e per i consumatori domestici.

In particolare per l'Italia il gap strutturale nei prezzi della generazione, derivante dal mix dei combustibili e dall'assenza del nucleare, determina, anche nella prospettiva della realizzazione degli impianti combinati a gas, una pressione sia delle imprese energivore che degli altri consumatori a mantenere l'energia importata fuori dalla borsa elettrica per garantire la sopravvivenza competitiva delle imprese e la funzione del fornitore di ultima istanza, specialmente a tutela dei clienti vincolati.

Si ritiene necessario proseguire, con gli opportuni adattamenti, ad una gestione separata dell'import, sviluppando le forme concorrenziali di assegnazione della capacità di trasmissione transfrontaliera, ma selezionando i soggetti direttamente fruitori dai soggetti di intermediazione. La transizione verso un assetto più concorrenziale ed unitario deve essere gestita attraverso una tempestiva realizzazione delle infrastrutture di interconnessione, privilegiando quelle riconosciute dalla Commissione europea, ed il rafforzamento del coordinamento delle Autorità di regolazione per garantire il transito, indipendentemente dalla distanza e dalle frontiere attraversate.

Inoltre va sviluppata l'internazionalizzazione delle imprese energetiche, con particolare riferimento all'area della generazione, non tanto per elevare la concorrenza nel mercato unico, ma piuttosto per omogeneizzare i comportamenti competitivi delle imprese nei diversi mercati nazionali e per realizzare così effettive condizioni di reciprocità, che trovano ancora forti ostacoli in Paesi di rilevante importanza.

4.2 Il mercato nazionale

4.2.1 Gli strumenti della concorrenza

L'evoluzione del mercato nazionale, impostata dal Decreto Bersani del 1999 e determinata dagli innumerevoli atti e provvedimenti del-

l'Autorità e del Ministero delle Attività Produttive, era sostanzialmente orientata a determinare la concorrenza nella fase di generazione e la regolazione proconcorrenziale nella gestione delle reti di trasmissione e di distribuzione. Non si può affermare che la transizione sia sostanzialmente terminata, perché sono emersi comportamenti dei soggetti imprenditoriali e limiti negli assetti normativi che hanno impedito il pieno raggiungimento degli obiettivi di liberalizzazione.

Il lungo dibattito sulle caratteristiche della Borsa elettrica e sulla compatibilità o meno con i contratti bilaterali non ha consentito di riconoscere la presenza di più componenti, o meglio di più segmenti di mercato, che devono trovare sedi di incontro tra domanda ed offerta, che possano consentire un equilibrato e trasparente compromesso tra gli assetti a breve e le prospettive di medio e lungo termine, che devono essere connaturate in una politica energetica costruita dal Governo e dal Parlamento in un dinamico riconoscimento delle responsabilità e dei poteri delle Regioni.

La ripresa di processi di definizione di piani energetici regionali e nazionali, la realizzazione degli obiettivi di Kyoto, la necessità di procedere alla diversificazione delle fonti primarie, anche al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti dell'Italia e della stessa Europa, devono promuovere politiche e normative compatibili con il processo di liberalizzazione, che si sta realizzando in Italia ed in Europa. Inoltre, vanno determinate le condizioni per consentire la disponibilità di impianti di produzione tale da garantire, in ogni circostanza, la fornitura di energia elettrica a tutti gli utilizzatori.

La situazione, emersa dalle audizioni e confermata dallo studio dell'AIEE, del parco di generazione esistente evidenzia, comunque, la necessità di un consistente livello di nuova potenza, prodotta a più elevati livelli di rendimento ed a minori impatti ambientali, per avere a regime prezzi minori di quelli attuali ed un'adeguata sicurezza di corrispondenza alla dinamica della domanda, con particolare riferimento a quella di punta.

L'elevato numero di richieste di autorizzazioni per impianti nuovi o sostitutivi e per interventi di ambientalizzazione sembra confermare, dal lato dei produttori, questa valutazione, ma la lentezza dell'avvio

reale degli investimenti mette in evidenza la mancanza di certezze nell'assetto di mercato e normativo, non riconducibili solo al mancato avvio della Borsa elettrica ed al permanere di una posizione dominante.

Si ritiene che alcune scelte di strumentazione del mercato possano consentire di elevare il livello di concorrenza in un corretto equilibrio con un parco di centrali di produzione di adeguata capacità rispetto alla domanda e che garantisca i necessari margini di sicurezza in termini di riserva.

In questo senso si auspica l'attivazione di un sistema di contrattualizzazione della capacità, come previsto dalle modifiche alla direttiva europea (gara o pagamento della capacità), che garantisca sia gli investitori che l'affidabilità del sistema nel medio e lungo termine. Lo stesso meccanismo dovrebbe riguardare la riserva, che non può essere affidata solo ad una sessione della Borsa elettrica di breve termine (di dieci giorni prima od addirittura del giorno prima), ma si dovrebbe prevedere almeno una sessione annuale. Va opportunamente valutata l'ipotesi che la riserva istantanea possa essere affidata ai contratti interrompibili, relativi ad energia prodotta in Italia.

Per quanto riguarda le diverse tipologie di energia elettrica non tradizionali, devono essere definite specifiche condizioni di commercializzazione per garantire una corretta collocazione nel mercato conseguendo anche obiettivi di politica industriale. Si tratta sostanzialmente di produzione da fonti rinnovabili, da idroelettrico e da impianti assimilati (definiti CIP 6/92 per il sistema di incentivazione).

In primo luogo si ritiene che la incentivazione debba decadere al termine degli otto anni previsti dalla legge e dalla delibera CIP 6/92, riconducendo progressivamente l'energia CIP 6/92 al mercato, fermo restando il privilegio di garanzia di ritiro dell'energia prodotta. L'attuale meccanismo di gare riservate dovrà progressivamente esaurirsi con il crescere delle quantità importate dai clienti energivori, riducendo l'onere ora redistribuito sugli altri consumatori.

In secondo luogo per la produzione idroelettrica (a costo più basso del termoelettrico) e per le produzioni da fonti rinnovabili (a costo più alto del termoelettrico) devono essere previsti dei meccanismi di distribuzione equa tra tutti i soggetti utilizzatori sia dei benefici (per l'idroe-

lettrico), che degli oneri (per le fonti rinnovabili). Il mercato dei certificati verdi dovrà svilupparsi, prevedendo anche un incremento della quota obbligatoria relativa alla nuova potenza installata.

Questo insieme di provvedimenti e l'attivazione di meccanismi concorrenziali nei singoli segmenti sopra indicati consente di prevedere una rapida attivazione del mercato elettrico, che rende compatibile lo sviluppo della Borsa e dei contratti bilaterali, che dovranno essere depositati e resi trasparenti per gli aspetti utili ad orientare il mercato e le scelte dei soggetti.

In tale contesto il fornitore di ultima istanza, nella fase transitoria fino alla liberalizzazione totale del 1 luglio 2007, dovrebbe essere il soggetto titolare degli acquisti per i clienti vincolati. A partire dal 1 luglio 2007, il fornitore di ultima istanza potrebbe essere uno dei soggetti, ai quali potrebbero rivolgersi quei clienti vincolati che trovassero difficoltà ad operare nel contesto concorrenziale, assumendo così una funzione di consorzio d'acquisto di energia elettrica.

4.2.2. L'assetto della produzione

La valutazione dell'assetto attuale del parco di generazione converge sulla constatazione della ridotta disponibilità di potenza efficiente utilizzabile (tra 48.000 e 50.000 MW) rispetto ai 76.400 MW censiti al 31 dicembre 2001, mentre molto controversa è l'individuazione delle cause di indisponibilità e della eventuale possibilità di richiamare in produzione impianti fermi o parzialmente utilizzati in caso di rischio di black out per mancanza di riserva efficiente. La situazione è ulteriormente compromessa dalla decadenza del decreto "salva centrali", che doveva consentire il mantenimento in produzione di tre centrali di rilievo sia a livello complessivo che a livello territoriale.

E' comunque oggettiva la constatazione che attualmente la domanda di punta annuale è garantita dalle importazioni.

Inoltre il parco termoelettrico è caratterizzato da un'età media elevata e quindi da tecnologia a basso rendimento.

Quindi sul piano sia della quantità di potenza che dell'efficienza

degli impianti si conferma la necessità di cospicui investimenti, soprattutto in nuovi impianti.

Questi evidenti segnali sono stati percepiti dalle imprese che intendono realizzare impianti, che, in relazione alle tecnologie disponibili, migliorino, anche in modo significativo, il rendimento energetico e contestualmente riducano l'impatto ambientale. Infatti, risultano presentate richieste di autorizzazione per oltre 45.000 MW, con una netta prevalenza di centrali a ciclo combinato alimentate a gas con uno o più gruppi da 400 MW, che sembra essere la taglia ottimale.

Il processo autorizzatorio, modificato sostanzialmente dal decreto "sblocca centrali" (ora Legge n. 55 del 2002), non ha ancora determinato risultati, mentre le autorizzazioni finora concesse sono prevalentemente atti conclusivi di vecchie procedure.

Il sistema autorizzatorio lascia aperte due questioni rilevanti. La prima riguarda il mix dei combustibili, che si determinerà al termine del processo di effettiva realizzazione degli impianti, che, in base alle tendenze ed alle volontà degli investitori, è fortemente orientato alla sostituzione del petrolio con il gas. La seconda riguarda la distribuzione territoriale degli impianti in relazione sia ad un più ravvicinato equilibrio tra domanda ed offerta, che ad un consapevole e partecipato processo di coinvolgimento delle Regioni, degli Enti locali e delle popolazioni.

Entrambe le questioni rinviano al complesso intreccio tra esigenze e scelte di carattere nazionale ed articolazione delle competenze e dei poteri a livello territoriale, accentuato dalla riforma del Titolo V della Costituzione. L'intreccio dovrà essere districato in un regime di liberalizzazione.

L'articolazione societaria dei soggetti produttori, che emerge dopo la conclusione della vendita delle tre Genco da parte dell'Enel e dalla possibile presenza di altre imprese, oltre la consolidata Enipower, può essere definita come un assetto oligopolistico, che richiede una forte presenza delle autorità in termini di regolazione, di controllo dei comportamenti e di governo degli strumenti di mercato.

Le reali condizioni di concorrenza potranno essere valutate, quando saranno stati realizzati tutti gli investimenti programmati dalle diverse imprese. Allo stato attuale si può affermare che Enel Produzione

mantiene una posizione dominante non tanto per la quantità di potenza disponibile, ma piuttosto per il mix di impianti di generazione in grado di produrre, specie per il mercato di punta, che è il più remunerativo.

Non può esser sottaciuta la circostanza che il processo necessario di riduzione del peso dell'ex monopolista Enel attraverso la vendita delle tre genco si è concluso con l'emergere di tre imprese a prevalenza estera, con le quali le aziende italiane hanno dovuto costruire alleanze industriali e finanziarie, per superare la propria debolezza apparsa evidente nelle tre gare svolte. Solo nel caso spagnolo si è verificata una situazione di reciprocità.

4.2.3. Il sistema italiano delle reti elettriche

Il sistema delle reti di interconnessione con l'estero, di trasmissione nazionale e di distribuzione territoriale deve consentire da un lato la fornitura dell'energia elettrica nella quantità e nella qualità richiesta e dall'altro lato l'accesso regolato e non discriminatorio a tutti i soggetti fornitori (produttori, consorzi di acquisto, broker, ecc.) di energia elettrica.

Le linee di interconnessione risultano sottodimensionate sia in relazione ai criteri indicati dalla Commissione Europea, che fanno riferimento ad una capacità pari al 10% della loro capacità di generazione installata, sia in relazione all'attuale domanda di energia importata, a prezzi inferiori a quelli della produzione interna, che proviene sostanzialmente dai settori produttivi, nei quali il costo dell'energia rappresenta una componente essenziale della competitività internazionale.

La rete di trasmissione, come appare evidente dall'analisi del GRTN e dalle valutazioni di TERNA, presenta contestualmente due condizioni contraddittorie: da un lato, la rete è ridondante rispetto alle esigenze, perché giustamente realizzata con il criterio di poter funzionare anche nell'ipotesi di un guasto ad un collegamento; dall'altro lato, presenta rilevanti strozzature in relazione alla distribuzione territoriale della domanda rispetto ad una concentrazione non corrispondente della potenza di produzione.

Questi due approcci, entrambi condivisibili, sono alla base dell'elaborazione del GRTN per il piano triennale degli investimenti che punta sostanzialmente a potenziare le interconnessioni con l'estero, a rimuovere le strozzature e ad incrementare la capacità delle grandi dorsali.

I ritardi nell'attuazione degli investimenti sono attribuiti a diversi fattori, sui quali è comunque necessario intervenire per rimuovere gli aspetti patologici. L'attenzione prevalente è concentrata sui processi autorizzativi e sul potere di interdizione dei soggetti istituzionali locali. La recente definizione dei limiti alle emissioni elettromagnetiche degli elettrodotti, che sono ispirati ad un corretto ed equilibrato utilizzo del criterio di precauzione, può rappresentare una base omogenea nazionale sia per eventuali rifacimenti sulla rete esistente che per la progettazione operativa delle nuove linee. Non può comunque essere bypassato il processo di coinvolgimento degli enti locali e delle popolazioni interessate nella definizione puntuale delle condizioni progettuali per poter realizzare investimenti di valenza nazionale. La partecipazione delle Regioni alla definizione del piano triennale del GRTN appare condizione preliminare favorevole ad un fluido processo autorizzativo, sempre che le Regioni non risolvano le possibili contraddizioni nel territorio con processi decisionali non partecipati. Anche a questi fini vanno rapidamente ed in modo generalizzato definiti i Piani Regionali Energetici Ambientali.

La seconda questione riguarda la remunerazione dei nuovi investimenti, che, come prevede l'impostazione della direttiva e del sostegno alle reti di interconnessione della Comunità Europea, può comprendere riconoscimenti specifici definiti dall'Autorità dell'energia, senza incidere strutturalmente sulla remunerazione del capitale investito nella rete esistente posto a fondamento dell'attuale tariffa a "francobollo", garante di una condizione unitaria di incidenza della tariffa di trasmissione a livello nazionale.

Per quanto riguarda la rete di distribuzione dell'Enel e delle municipalizzate, devono essere positivamente valutati i miglioramenti della qualità del servizio, evidenziati dal rapporto dell'Autorità per l'energia. L'attuale criterio di misurazione della durata delle interruzioni per utenza servita appare adeguato per indurre le imprese distributrici a realiz-

zare interventi di razionalizzazione della rete, mentre non sembra sufficiente per stimolare investimenti più strutturali di adeguamento e di rinnovamento della rete.

Il sistema di regolazione ed i sistemi tariffari della trasmissione e della distribuzione sono valutabili in modo sostanzialmente positivo per consentire, anche in presenza dell'attuale livello di integrazione verticale di società separate in gruppi, l'accesso non discriminatorio tra i soggetti produttori. Ciò è garantito anche dalla funzione pubblica di dispacciamento, gestita dal GRTN. Inoltre i sistemi tariffari per l'utilizzo delle reti sono stati gli unici, che, con un significativo utilizzo del *price-cap*, hanno determinato una riduzione delle tariffe, assorbendo in parte gli incrementi dovuti alla crescita dei prezzi dei combustibili.

In base alle caratteristiche emerse nella fase di prima attuazione del Decreto legislativo n. 79 del 1999 si può ritenere, che la scelta della separazione tra il GRTN pubblico e le reti di trasmissione "private", ancora integrate nei gruppi elettrici ed in misura quasi totale nel gruppo ENEL, ha garantito una gestione sostanzialmente proconcorrenziale. Pertanto la scelta condivisibile, in termini generali, della riunificazione tra GRTN e rete di trasmissione, oltre ad incrementare le condizioni di base per l'accesso, risulta motivata dalla maggiore governabilità del processo di investimento strutturale sulla rete.

Tale unificazione dovrebbe escludere nell'assetto azionario la partecipazione delle imprese produttrici.

Infine in questa ipotesi alcune funzioni di gestione del dispacciamento, che hanno rilevanza rispetto alla garanzia della piena e paritaria concorrenza tra i produttori, dovrebbero essere stralciate e mantenute in mano pubblica.

5. LE RESPONSABILITÀ DEL PARLAMENTO, GOVERNO, REGIONI ED IL RUOLO DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

5.1. *Responsabilità del Parlamento e dell'Esecutivo*

La pianificazione e lo sviluppo del complesso di infrastrutture fisiche e “reti immateriali” che costituisce il nucleo del sistema energetico nazionale richiede innanzi tutto che il Parlamento, sulla base di un'attenzione continua dell'Esecutivo e delle sue conseguenti iniziative, si adoperi per aggiornare e razionalizzare la legislazione in materia di energia in funzione delle esigenze economiche e sociali del Paese, coerentemente alle direttive comunitarie ed agli impegni internazionali.

Data la complessità di questa tematica è auspicabile la formazione di un “testo unico” in cui, in particolare, sia specificata la materia collegata alle esigenze di pianificazione e gestione unitaria del sistema energetico nazionale che deve rimanere di competenza dello Stato.

Le esigenze di pianificazione del sistema energetico nazionale richiedono inoltre che l'Esecutivo esprima, con frequenza annuale, ma con una visione di lungo periodo, utilizzando anche lo strumento del DPEF, le linee guida di politica energetica, indicando gli obiettivi da raggiungere e le risorse disponibili.

Non si può ignorare che le attività di gestione e sviluppo del sistema energetico italiano sono affidate in buona parte a imprese nazionali, attive anche all'estero: queste, nel loro insieme, costituiscono oggi un settore industriale di peso ragguardevole (sia in termini di PIL che di occupazione) nel panorama economico del nostro Paese.

Dovrebbe quindi essere cura dell'Esecutivo, in particolare del Ministero per le Attività Produttive (MAP), considerare i punti di forza e le opportunità che possono derivare dal rafforzamento di uno dei pochi settori industriali ad alta tecnologia del nostro Paese in grado di confrontarsi, in un contesto di libero mercato, con la corrispondente offerta internazionale.

Pertanto, nel rispetto degli enunciati della politica energetica, lo stesso MAP dovrebbe formulare ed attuare anche una politica per il settore industriale dell'energia.

Dovrebbe essere infine compito del MAP provvedere, in base alle sue prerogative istituzionali, al controllo delle importazioni energetiche (in particolare per quanto si riferisce al gas naturale), autorizzando i relativi programmi sulla base della loro completezza ed effettiva realizzabilità e tenuto conto dei limiti di capacità della rete nazionale di trasporto e delle strutture di stoccaggio.

5.2. Responsabilità delle Regioni

Le autorità regionali, nell'ambito delle loro prerogative istituzionali e degli spazi attribuiti dalla Costituzione e dalle leggi dello Stato, devono esercitare un'attività direttiva e di indirizzo con l'emissione di piani energetici regionali.

A questi di regola, si accompagnano sotto forma di leggi regionali disposizioni attuative di dettaglio e prescrizioni puntuali, rivolte agli operatori che, nella specifica Regione, si devono far carico delle attività industriali e commerciali per lo sviluppo e la gestione delle infrastrutture energetiche.

Si osserva che i piani regionali (con le corrispondenti disposizioni) anche se formulati singolarmente entro il quadro di legittimità consentito dalla Costituzione e dalle leggi dello Stato, devono rispettare la coerenza nei confronti del riferimento di insieme corrispondente al documento di pianificazione nazionale così come definito dall'Esecutivo in base alle sue prerogative istituzionali.

La coerenza fra il riferimento nazionale e l'insieme dei piani regionali va perseguita, innanzitutto, in sede di Conferenza Stato-Regio-

ni; è necessario in ogni caso assumere allo Stato la possibilità di dirimere le incoerenze tra i diversi piani regionali, e tra questi ed il riferimento nazionale, al di fuori della Conferenza Stato-Regioni.

5.3. Le funzioni di regolazione e il ruolo dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Il legislatore ha attribuito ad Autorità indipendenti la funzione di regolare i processi di sviluppo dei servizi di pubblica utilità in base agli indirizzi dell'Esecutivo e nel rispetto della normativa comunitaria.

Le attività e le strutture che consentono l'erogazione dei servizi di pubblica utilità all'interno dei settori economici sono identificate e definite dal legislatore; i corrispondenti obiettivi di sviluppo devono essere stabiliti ed annualmente aggiornati dal Governo in sede di DPEF, coerentemente alle linee generali assunte in materia di politica economica e sociale ed alle conseguenti disposizioni direttamente emanate.

Per quanto si riferisce al settore energetico nazionale, al MAP - a nome dell'Esecutivo - spetta la responsabilità di definire il quadro di riferimento entro cui devono svolgersi le attività di interesse pubblico, come il trasporto e la distribuzione dell'energia elettrica e del gas.

In particolare, il MAP formula gli indirizzi che l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas deve seguire per svolgere le funzioni di regolazione che la legge esplicitamente le attribuisce (come ad esempio la definizione delle tariffe e dei livelli generali di servizio, l'emanazione di direttive sull'erogazione dei servizi e sulle relative modalità di accesso, e sull'assicurazione della qualità per l'utente finale).

Inoltre, alla stessa Autorità sono stati assegnati dalla legge anche compiti più tipicamente amministrativi (ad esempio di verifica, di vigilanza e di sanzione), per integrare specifiche competenze primariamente attribuibili al MAP: tali funzioni, che di fatto l'Autorità esercita su mandato dell'Esecutivo, richiedono che lo stesso MAP indichi formalmente e con precisione i corrispondenti indirizzi.

Dato questo quadro normativo, si osserva che il Governo (che è, per inciso, il soggetto istituzionalmente garante dei principi derivanti

dall'ordinamento comunitario e dagli obblighi internazionali), potrà operare efficacemente sulla realtà economica del Paese mediante le sue scelte di politica energetica solo se sarà assicurata una elevata "sintonia" fra le attività di indirizzo del MAP e le conseguenti attività di regolazione ed amministrazione attribuite all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

Si osserva, inoltre, che se su un piano funzionale le attribuzioni e il ruolo del Governo sono certamente "sovra-ordinati" rispetto all'Autorità, questa svolge le sue attività con lo status di "soggetto indipendente" attribuitole dalla legge.

In queste condizioni l'auspicata sintonia richiederebbe, al livello più alto, una elevata tempestività e precisione nella definizione ed aggiornamento degli indirizzi da parte del MAP, non sempre ottenibile in una materia così complessa e dinamica.

Inoltre, tenendo presente le inevitabili distonie conseguenti al ruolo autonomo dell'Autorità rispetto all'Esecutivo (come disposto dal legislatore), sarebbe necessario prevedere e normare una modalità che assicuri un efficace processo di convergenza fra il reale esercizio delle funzioni dell'Autorità (naturalmente nel rispetto del suo status) e lo stesso quadro di riferimento di cui è responsabile l'Esecutivo. Tale modalità potrebbe essere individuata in un'azione di monitoraggio condotta dal Parlamento attraverso un apposito strumento.

In assenza di un processo formale di convergenza è riscontrabile oggi una scarsa sintonia fra il ruolo di indirizzo dell'Esecutivo e l'operato dell'Autorità, che si traduce in un clima di incertezza fra gli operatori.

PROPOSTE

A) PROPOSTE RELATIVE ALLE RESPONSABILITÀ DEL PARLAMENTO, GOVERNO, REGIONI ED AL RUOLO DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

1. Data la complessità della tematica dell'energia, è auspicabile che tutte le norme relative siano organizzate in un "testo unico" che specifichi, in particolare, la materia di competenza dello Stato. Allo Stato spetta la responsabilità di definire ed aggiornare gli elementi di riferimento per il sistema energetico del Paese, e di assicurare la pianificazione energetica nazionale nel rispetto degli impegni comunitari ed internazionali. Gli elementi di riferimento per il sistema energetico del Paese e per la pianificazione energetica nazionale vanno formulati e periodicamente riesaminati ed aggiornati a cura dell'Esecutivo e del Parlamento tenendo presenti sia le esigenze attuali dell'economia italiana nel contesto europeo e le proiezioni a breve, sia i possibili scenari mondiali dei prossimi decenni. A tal fine la definizione degli indirizzi strategici di carattere generale può essere utilmente contenuta nel DPEF, il quale ne assicura ove occorra un aggiornamento annuale, purché nel documento di programmazione vi sia spazio per un'ottica di lungo termine. Le indicazioni di carattere puntuale possono, invece, essere inserite in provvedimenti del MAP.

2. Le Regioni, nel redigere i piani energetici regionali con le corrispondenti disposizioni, in base alle proprie prerogative istituzionali, dovranno avere come riferimento e sviluppare gli indirizzi strategici, definiti come indicato al punto 1.

3. La convergenza fra il riferimento stabilito a livello nazionale dall'Esecutivo e l'insieme dei piani energetici regionali va innanzi tutto verificata in sede di Conferenza Stato - Regioni; in caso di divergenza deve essere compito dello Stato gestire un processo di convergenza che porti ad appianare le eventuali incoerenze fra i diversi piani regionali, e tra questi e il riferimento nazionale.

4. L'energia può essere certamente considerata come la "materia prima" essenziale per molte lavorazioni industriali e per una pluralità di usi civili: più precisamente la disponibilità dell'energia costituisce uno dei diritti civili e sociali indicati nel dettato costituzionale. E' pertanto compito del Governo stabilire, su proposta del MAP, le proprie linee di politica energetica, da inserire nel DPEF, curandone l'attuazione con l'obiettivo di assicurare la piena soddisfazione degli utilizzatori. In particolare, dovranno essere minimizzati i costi che gli utenti sostengono per disporre di questa componente primaria, nelle prassi del libero mercato e coerentemente alle direttive comunitarie ed agli impegni internazionali. Dovranno essere promosse adeguate politiche di ricerca e di innovazione tecnologica per favorire, tra l'altro, maggiore efficienza energetica e sostenibilità ambientale. Dovranno pure essere fissati gli indirizzi per la definizione ed il controllo di opportuni "livelli di servizio" che assicurino posizioni contrattualmente paritetiche tra utenti e fornitori.

5. Non si deve ignorare che gli stessi flussi energetici resi disponibili al sistema Paese a partire dalle sorgenti di origine sono, a loro volta, il "prodotto" di una complessa catena di attività industriali e di *trading* che vede impegnate molte imprese nazionali, attive anche all'estero, spesso con l'impegno di ingenti capitali: queste imprese costituiscono, nel loro insieme, un settore produttivo di peso ragguardevole - in termini di PIL, di occupazione, di utilizzo di tecnologie - nel panorama economico italiano. E' quindi necessario che gli aggiornamenti del riferimento nazionale e gli indirizzi di politica energetica elaborati dal MAP, il quale andrebbe potenziato per meglio espletare la propria funzione in riferimento al settore industriale energetico, tengano nel dovuto conto anche quei punti di forza e quelle opportunità per il Paese che possono derivare dal rafforzamento di uno dei pochi settori industriali "*techno-*

logy intensive” in grado di competere con la corrispondente offerta internazionale con le regole del libero mercato.

6. Lo *status* dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas (AEEG) nel nostro ordinamento giuridico deve mantenersi coerente alle indicazioni emerse nel dibattito comunitario sulla revisione delle direttive di liberalizzazione del mercato dell’energia elettrica e di quello del gas. L’autorità di regolazione, delineata quale soggetto indipendente dagli operatori industriali del settore, è chiamata a svolgere il compito di assicurare la non discriminazione, l’effettiva concorrenza e l’efficace funzionamento del mercato, svolgendo in particolare una serie di compiti puntualmente individuati all’art. 23, primo comma, della direttiva di revisione della direttiva 96/92/CE. In ogni caso la disciplina dell’autorità di regolazione deve essere improntata a rigorosi principi che evitino l’insorgere di incertezze regolatorie che impediscano lo sviluppo del mercato dell’energia elettrica e del gas naturale.

7. Il MAP, nel definire il quadro di riferimento entro cui devono svolgersi le attività di interesse pubblico come il trasporto e la distribuzione dell’energia elettrica e del gas, formula gli indirizzi in sede di DPEF a cui l’AEEG deve attenersi per svolgere le funzioni di regolazione ed i compiti amministrativi che la legge le attribuisce, in autonomia rispetto agli operatori, conformemente alle direttive europee. E’ quindi necessario che si stabilisca una stretta sintonia operativa fra il Governo, responsabile nei confronti del Paese della politica energetica e quindi funzionalmente “sovra-ordinato”, e l’Autorità stessa, che in base agli indirizzi ricevuti esercita le sue funzioni come soggetto autonomo: questa condizione richiede una norma che assicuri in ogni caso un efficace processo di allineamento - da affidare ad un appropriato soggetto del Parlamento - fra l’esercizio delle funzioni dell’Autorità e il quadro di riferimento stabilito dall’Esecutivo.

8. Infine, si propone che il Parlamento e l’Esecutivo definiscano gli indirizzi di politica sociale in termini di tariffazione e perequazione sia per l’energia elettrica sia per il gas naturale. In particolare, occorre che vengano individuati sistemi di compensazione, che evitino la penalizzazione della clientela residente in aree economicamente meno favo-

revoli per l'attività di distribuzione, con particolare attenzione alle aree montane ed alla Sardegna.

B) PROPOSTE RELATIVE AGLI ASPETTI NORMATIVI ED AGLI ELEMENTI DI PIANIFICAZIONE PER IL SETTORE GAS

1. Si propone che il MAP - tenendo conto della bassa apertura concorrenziale a livello nazionale, condizionata dalle caratteristiche del mercato mondiale del gas, comunque strutturato, anche in prospettiva, sui contratti di lungo termine - metta a punto e curi l'aggiornamento di un modello di riferimento relativo allo sviluppo dell'industria e del mercato del gas in ambito europeo, unico contesto dove sarà possibile una vera concorrenza nel mercato *up stream*, in un'ottica a medio e lungo termine che tenga conto dell'importanza crescente della componente gas nella produzione dell'energia elettrica, dei problemi industriali e di *trading* da affrontare e risolvere per un approvvigionamento economico e sicuro dai Paesi di origine, ed infine delle opportunità che si offrono per lo sviluppo del settore industriale dell'energia in Italia, in condizioni di parità con gli operatori di altri Stati membri dell'Unione.

2. Si propone che il MAP, sulla base del modello di riferimento elaborato, tenendo presenti le più recenti direttive comunitarie in materia di mercato del gas e le corrispondenti normative delle nazioni europee interessate, riesamini la vigente normativa nazionale al fine di favorire e dare sicurezza di continuità a quei progetti industriali che meglio assicurino lo sviluppo e la gestione ottimale delle infrastrutture di trasporto del gas dai Paesi di origine alla rete nazionale italiana, consentendo un confronto fra operatori di adeguate dimensioni e capacità finanziaria in grado di proporre nuove tecnologie di trasporto (ad esempio, la filiera del GNL) e di progettare e realizzare nuove vie di approvvigionamento internazionale. Si suggerisce, in particolare, che il MAP, una volta stabilite le premesse per lo sviluppo di infrastrutture di accesso e di trasporto nazionali sufficienti ad assicurare le capacità necessarie per l'approvvigionamento del Paese in un'ottica pluriennale in presenza di un pluralità di operatori industriali, riesamini l'opportunità di mantenere i vincoli amministrativi previsti dal Decreto legislativo n. 164 del 2000.

3. Si propone che il MAP provveda, in base alle sue prerogative istituzionali, al controllo delle importazioni energetiche - in particolare per quanto si riferisce al gas - autorizzando i relativi programmi sulla base della loro completezza ed effettiva realizzabilità in un'ottica pluriennale, e tenuto conto dei limiti di capacità della rete nazionale e delle strutture di stoccaggio.

4. Per dare maggiore spessore competitivo al mercato finale, si propone che il MAP fornisca gli opportuni indirizzi perché, in condizioni di offerta potenzialmente sovrabbondante, si attivino contrattazioni fra operatori in uno o più "punti virtuali di scambio" all'interno della rete nazionale. Agli opportuni livelli si deve promuovere un processo di aggregazione dell'attuale struttura frammentata della distribuzione locale.

C) PROPOSTE PER IL SETTORE ELETTRICO

1. Mantenere un mercato separato con aste riservate, tecnicamente segmentate (interrompibili istantanei, interrompibili, etc.), della capacità di trasmissione transfrontaliera per l'energia elettrica importata per garantire la competitività di importanti settori produttivi.

2. Rendere più stringenti le condizioni di reciprocità fra gli Stati membri dell'Unione Europea per garantire il reale sviluppo del mercato unico dell'energia.

3. Articolare la strumentazione di mercato per garantire, in modo compatibile con le politiche energetiche, una reale concorrenza nel settore della generazione. Occorre definire rapidamente un quadro certo e strutturale di forme istituzionali del mercato al servizio delle libertà di scelta del consumatore: contrattualizzazione della capacità e della riserva, superamento dell'incentivazione CIP 6/92 (da assegnare nella fase transitoria con aste riservate), mercato dei certificati verdi, contratti bilaterali da depositare in borsa e la Borsa elettrica.

4. Garantire con il fornitore di ultima istanza i clienti vincolati fino alla data di liberalizzazione prevista dalla futura direttiva europea (1 luglio 2007), consentendo allo stesso la possibilità di assumere anche la

funzione di consorzio di acquisto, dopo la totale liberalizzazione della domanda.

5. Accelerare gli investimenti, preferibilmente nei siti esistenti, in impianti nuovi, che migliorino il rendimento energetico e riducano l'impatto ambientale.

6. Promuovere una diversificazione ecocompatibile del mix dei combustibili ed una migliore distribuzione territoriale degli impianti, attraverso un processo di coinvolgimento decisivo delle istituzioni locali. Gli interventi su questo fronte vanno articolati alla luce della delibera del CIPE di "Revisione delle linee guida per le politiche e le misure nazionali di riduzione delle emissioni di gas serra" del dicembre 2002.

7. Promuovere gli investimenti nella rete di trasmissione, secondo un preordinato processo per potenziare, nell'ambito delle priorità europee, le interconnessioni, per rimuovere le strozzature ed incrementare la capacità di trasporto delle grandi dorsali, realizzando un processo di programmazione e di sviluppo della rete di trasmissione e definire un sistema autorizzatorio, che, attraverso il coinvolgimento decisivo delle istituzioni locali, rimuova le cause di ritardo e di dilazione.

8. Prevedere una remunerazione dei nuovi investimenti nella trasmissione quantitativamente più elevata di quella adottata per la rete esistente, da ridistribuire omogeneamente su tutti i consumi.

9. Attivare la riunificazione della proprietà e della gestione delle reti di trasmissione e prevedere la quotazione in borsa del soggetto derivante da tale unificazione, escludendo dall'azionariato la partecipazione diretta ed indiretta di aziende produttrici di energia italiane ed estere.

10. Nel settore della distribuzione, al fine di elevare la qualità del servizio (stabilità e continuità) è necessario che, attraverso lo strumento delle concessioni del MAP e gli obiettivi fissati dall'Autorità, le imprese siano maggiormente incentivate al rinnovamento degli impianti e delle reti.

Bibliografia e fonti

Commissione europea, *Comunicazione al Consiglio e al Parlamento europeo - Relazione finale sul Libro verde "Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico"*, Bruxelles 2002, COM (2002) 321.

Commissione europea, *Seconda relazione sull'analisi comparativa dell'attuazione del mercato interno dell'elettricità e del gas*, Bruxelles 2002, SEC (2002) 1038.

Commissione europea, *Prima relazione sull'analisi comparativa dell'attuazione del mercato interno dell'elettricità e del gas*, Bruxelles 2001, SEC (2001) 1957.

Commissione europea, *Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo e al Consiglio - Infrastruttura europea dell'energia*, Bruxelles 2001, COM (2001) 775.

Commissione europea, *Libro verde - Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico*, Bruxelles 2000, COM (2000) 769.

G. M. GROS-PIETRO, *I grandi gruppi energetici, dall'Italia all'Europa*, in *Energia*, n. 1 2002, 8.

ALLEGATI

ALLEGATO 1

Audizioni svolte e documentazione prodotta

- Audizione dei rappresentanti di ENI S.p.A. e Fondazione Enrico Mattei (10 aprile 2002)
 1. Divisione Gas and Power, *Gas naturale: Approvvigionamenti del sistema Italia.*
- Audizione dei rappresentanti di Snam Rete Gas (10 aprile 2002)
 1. Snam Rete Gas, *Rete nazionale gasdotti.*
- Audizione dei rappresentanti di Enel FTL (8 maggio 2002)
 1. ENEL FTL, *Gas naturale - Approvvigionamenti del sistema Italia.*
- Audizione dei rappresentanti di Edison Gas (22 maggio 2002)
 1. Edison Gas, *Approvvigionamenti di Gas Naturale per il Sistema Italia.*
- Audizione dei rappresentanti di GRTN (11 giugno 2002)
 1. GRTN, *Audizione del gestore della rete presso il Gruppo Inter-Commissione sulle infrastrutture energetiche del Consiglio Nazionale dell'Economia e del Lavoro. Indagine conoscitiva su "Rete elettrica nazionale e sistema degli approvvigionamenti".*
- Audizione dei rappresentanti di Terna S.p.A. (11 giugno 2002)
 1. Terna S.p.A., *Audizione CNEL Ing. S. Mobili - AD Terna.*
- Audizione dei rappresentanti di CONFCOMMERCIO, CONFESERCENTI, CONFARTIGIANATO, CNA, CASARTIGIANATO, CLAAI (18 giugno 2002)

1. CLAAI, *Confederazione delle Libere Associazioni Artigiane Italiane - Memoria presentata il 18/6/02 al Gruppo Intercommissione "Infrastrutture energetiche"*.
 2. CONFARTIGIANATO, *Audizione dei rappresentanti della Confartigianato*.
 3. CONFARTIGIANATO, *Esposto-denuncia per violazione della legislazione comunitaria sulla libera circolazione delle merci... a seguito della legge regionale siciliana 26 marzo 2002 n. 2*.
 4. CONFCOMMERCIO, *La liberalizzazione del settore energetico - Prospettive ed indirizzi di riforma*.
 5. CONFCOMMERCIO, *Il sistema energetico nazionale - Prospettive ed indirizzi di riforma*.
 6. CNA, *Politica Energetica e Artigianato*.
- Audizione dei rappresentanti di CONFINDUSTRIA e CONFAPI (4 luglio 2002)
1. CONFINDUSTRIA, *Il punto di vista degli utenti industriali in merito all'attuale scenario energetico dal Paese e le sue criticità*.
 2. CONFAPI, *Il punto di vista degli utenti industriali in merito all'attuale scenario energetico dal Paese e le sue criticità*.
- Audizione dei rappresentanti di AICEP, AIE, ASSOCARTA ed ASSOVETRO (12 settembre 2002)
1. A.I.E., *Sistema energetico nazionale: criticità e opportunità per i settori ad alta intensità elettrica*.
 2. ASSOCARTA, *Sistema energetico nazionale: criticità e opportunità per il settore cartario*.
 3. ASSOVETRO, *Sistema energetico nazionale: criticità e opportunità per i settori ad alta intensità elettrica*.
 4. AICEP, *Sistema energetico nazionale: criticità e opportunità per i settori ad alta intensità elettrica*.
- Audizione dei membri dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (13 settembre 2002)
1. AEEG, *Sistema energetico nazionale: criticità e opportunità*.
- Audizione dei rappresentanti di EniPower (24 ottobre 2002)
1. EniPower, *Criticità e opportunità presenti nel campo della generazione elettrica*.

- Audizione dei rappresentanti di Edison Divisione Elettrica e di Endesa Italia (7 novembre 2002)
 1. Edison Divisione Elettrica, *Il sistema energetico nazionale.*
 2. Endesa Italia, *Audizione CNEL.*
- Audizione dei rappresentanti di Enel Produzione (14 novembre 2002)
 1. Enel Produzione, *Criticità e opportunità presenti nel campo della generazione elettrica.*

ALLEGATO 2

Documenti acquisiti in materia di energia di soggetti istituzionali ed esperti del settore

- AIEE, *Lo scenario energetico: domanda, offerta e punti critici*, Roma 2003
- AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS, *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*, Roma 2002
- CAMERA DEI DEPUTATI, *Problemi e prospettive del settore dell'energia*, Roma 1998
- CAMERA DEI DEPUTATI, *Indagine conoscitiva sulla situazione e le prospettive del settore dell'energia*, Roma 2002
- CNEL - ENEA, *Rapporto sullo stato di attuazione del Patto per l'energia e l'ambiente 1999*, Roma 2000
- CNEL - ENEA, *Rapporto sullo stato di attuazione del Patto per l'energia e l'ambiente 2000*, Roma 2001
- CNEL - ENEA, *Rapporto sullo stato di attuazione del Patto per l'energia e l'ambiente 2001 - Incontrare Johannesburg 2002*, Roma 2002
- COMMISSIONE EUROPEA, *Comunicazione al Consiglio e al Parlamento europeo - Relazione finale sul Libro verde "Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico"*, Bruxelles 2002, COM (2002) 321
- COMMISSIONE EUROPEA, *Seconda relazione sull'analisi compa-*

- rativa dell'attuazione del mercato interno dell'elettricità e del gas*, Bruxelles 2002, SEC (2002) 1038
- COMMISSIONE EUROPEA, *Prima relazione sull'analisi comparativa dell'attuazione del mercato interno dell'elettricità e del gas*, Bruxelles 2001, SEC (2001) 1957
 - COMMISSIONE EUROPEA, *Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo e al Consiglio - Infrastruttura europea dell'energia*, Bruxelles 2001, COM (2001) 775
 - COMMISSIONE EUROPEA, *Libro verde - Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico*, Bruxelles 2000, COM (2000) 769
 - CONFERENZA DELLE REGIONI, *Indicazioni delle Regioni al Governo per la presentazione di una proposta di legge in materia di energia*, Roma 2002
 - CONFINDUSTRIA, *Rapporto Energia*, Roma 2000
 - CONFCOMMERCIO, *Vendita del gas e regolazione - Consultazione dell'AEEG del 7 aprile 2003*, Roma 2003
 - ENEA, *Rapporto Energia e Ambiente 2001*, vol. I e II, Roma 2001
 - ENEA, *Rapporto Energia e Ambiente 2002*, vol. I e II, Roma 2002
 - V. GERVASIO, *Appunti per un parere del CNEL al Ministero per le Attività Produttive in materia di sicurezza degli approvvigionamenti energetici*, Roma 2002
 - G. M. GROS-PIETRO, *I grandi gruppi energetici, dall'Italia all'Europa*, in *Energia*, n. 1 2002, 8.
 - GESTORE RETE TRASMISSIONE NAZIONALE, *Rapporto sulle attività del Gestore Rete Trasmissione Nazionale Aprile 2001 - Marzo 2002*, Roma 2002
 - OCSE, *World Energy Outlook 2000*, Parigi 2000
 - OCSE, *World Energy Outlook - Insights 2001*, Parigi 2001
 - OCSE, *World Energy Outlook 2002*, Parigi 2002
 - PARLAMENTO ITALIANO, *Il riassetto del mercato elettrico*, Roma 1999