

pea. Tuttavia, a marzo 2003, non si è ancora raggiunto un accordo su tale revisione. La Commissione europea prosegue nel lavoro di sorveglianza riguardo all'applicazione delle *Linee guida* esistenti.

Il Forum ha considerato un programma di sviluppo dell'interoperabilità delle reti definito da EASEE (*European Association for the Streamlining of Energy Exchange*) – Gas, sollecitando tutte le parti a contribuire e approvando il relativo piano d'azione. Ha invitato il CEER a preparare un valutazione del contributo che tariffe di tipo *entry exit* possono dare allo sviluppo di mercati organizzati (*hub*). Ha esaminato il lavoro di valutazione del potenziale produttivo destinato all'Europa, sia interno sia esterno, considerando in particolare il contributo russo, nell'ambito del dialogo tra l'Unione europea e la Russia sull'energia.

Forum di Atene

Assai differente è l'attività del Forum di Atene, volta allo sviluppo di un mercato elettrico, e in un futuro prossimo anche del gas, integrato nell'Europa sud orientale, destinato a fondersi con quello dell'Unione europea.

L'Unione europea è impegnata da diversi anni, attraverso il Patto di stabilità per i Balcani, a creare una prospettiva di entrata anche per quei paesi colpiti da drammatici sviluppi bellici: Croazia, Bosnia ed Erzegovina, Serbia e Montenegro, Repubblica ex Jugoslava di Macedonia, Albania. In quest'area sono poi presenti un paese membro, la Grecia, due paesi candidati all'adesione nell'Unione europea nel 2007, la Bulgaria e la Romania, e la Turchia; partecipano inoltre come osservatori l'Austria, l'Italia, la Moldavia, la Slovenia e l'Ungheria. In questo quadro, assume rilievo l'idea di costituire un mercato integrato di tali paesi, da formarsi secondo i principi di liberalizzazione e di rispetto dell'ambiente accettati nell'Unione europea. Dato lo scenario non ottimale riguardante la situazione economico finanziaria, il livello tecnologico, la cultura amministrativa e lo stato delle infrastrutture, risulta essere di particolare importanza in questa regione il ruolo dei *Donor* rappresentati da USAID, SEETEC (Canada), dell'Unione europea, delle istituzioni finanziarie internazionali (*World Bank, European Bank of Reconstruction and Development – EBRD* ecc.), delle società di consulenza internazionali. Accanto a tali operatori si ritrovano i rappresentanti dei paesi aderenti e il CEER, in stretta collaborazione con i regolatori già istituiti in diversi paesi della regione, i rappresentanti dei gestori delle reti (SETSO), l'industria elettrica, i rappresentanti dei consumatori e dei *trader*. Il Forum, presieduto dalla Commissione europea, si è riunito per la prima volta a Lagonisi (Atene) il 12 e il 13 giugno 2002. Nel corso della riunione è stata approvata una proposta di *Memorandum* d'intesa tra gli Stati della regione per dar vita al processo di integrazione e liberalizzazione dei rispettivi mercati, di cui il Forum di Atene è momento essenziale; è stata inoltre accettata una ipo-

tesi di documento strategico che definisca obiettivi, organi e strumenti del processo. Entrambi i documenti proposti sono stati approvati in un incontro dei ministri competenti ad Atene (15 novembre 2002). Tutt'oggi sono in corso le ratifiche da parte dei vari Stati, mentre sono state avviate varie attività settoriali, incluse quelle di ripristino e potenziamento delle infrastrutture, con l'obiettivo di procedere alla prossima sincronizzazione delle reti elettriche della regione con l'area UCTE dell'Europa centro occidentale (da completarsi con il secondo Forum del 26-27 marzo 2003).

Dal 24 al 27 marzo, contemporaneamente al Forum di Atene (26 e 27 marzo), ha avuto luogo a Roma la *Energy Week*, durante la quale si sono svolti diversi e importanti incontri: la riunione dei *Donors*, del *Permanent High Level Group*, delle *task force* sui Balcani del CEER e di ETSO (SETSO). La Commissione europea ha presentato un piano per la creazione di un mercato del gas regionale nel Sud Est Europa al *Permanent High Level Group*, con l'obiettivo di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento, la diversificazione delle fonti e la creazione di un unico quadro regolatorio stabile. Inoltre la Commissione europea ha suggerito al Forum di inserire nei suoi lavori gli aspetti riguardanti il mercato del gas. Il Forum ha accolto con favore l'iniziativa e ha deciso di rinominarsi Forum di Atene dell'energia (*Athens Energy Forum*). Il *Memorandum of Understanding* approvato lo scorso novembre 2002 ha subito durante il Forum una variazione importante: l'Italia ha infatti proposto di entrare come paese aderente anziché osservatore. Obiettivo ultimo è quello di trasformare a breve il *Memorandum of Understanding* in trattato vincolante, sul modello dei Trattati dell'Unione europea, e di approvarlo durante il semestre di presidenza italiana, possibilmente il prossimo novembre 2003.

Sono stati presentati inoltre diversi esercizi di *benchmarking*: quello della Commissione europea che riguarda aspetti di mercato, la *Peer Review* che considera gli elementi istituzionali, quello di USAID che ha presentato vari modelli di regolazione, e infine quello di ETSO che ha mostrato un'analisi della situazione dei gestori di trasmissione esistenti e un modello di gestore di trasmissione standard nell'area. Tuttavia il Forum ha concluso che un *benchmark* di regolazione standard dovrà essere sviluppato dal CEER, che lo presenterà al prossimo Forum; tale lavoro sarà compiuto dalla *task force* istituita dal CEER, di cui fanno parte i suoi regolatori e quelli dei paesi balcanici.

Il Forum ha accolto i documenti della *task force* del CEER riguardanti gli aspetti istituzionali, i meccanismi di scambio transfrontaliero, le congestioni e l'allocatione di capacità; ha inoltre invitato SETSO a presentare una proposta concreta, in stretta collaborazione col CEER, concernente il meccanismo di compensazione tra i gestori della rete nell'ambito delle attività di scambio transfrontaliero tra i paesi balcanici.

Per quanto riguarda gli aspetti di mercato, il Forum ha accolto il documento di lavoro della *task force* del CEER riguardante un modello di mercato per l'area balcanica. La Commissione europea ha avuto mandato dal Forum di sviluppare un documento sugli aspetti di mercato in collaborazione con CEER, UCTE ed ETSO da discutere al prossimo *Permanent High Level Group* di giugno 2003. Infine, per ciò che riguarda gli aspetti infrastrutturali e di investimento, il Forum ha concluso che dell'approccio concreto a questo problema dovrà occuparsi la Banca mondiale, supportata dalla Commissione europea alla quale spetterà finanziarlo.

Il processo di liberalizzazione nei nuovi paesi membri

Paesi entranti nell'Unione europea

Il 14 aprile di quest'anno è stata pubblicata la versione aggiornata del *Secondo rapporto di benchmarking* della Commissione europea (la prima versione risale all'ottobre 2002), che descrive gli sviluppi del processo di liberalizzazione per il settore dell'energia dei paesi dell'Unione europea. Tra le novità del rapporto, in parte già esposto all'inizio di questo capitolo, vi è un'analisi preliminare dei processi di liberalizzazione in atto sia nei paesi che entreranno nell'Unione europea in due differenti fasi (Estonia, Lettonia, Lituania, Polonia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Ungheria, Slovenia, Romania, Bulgaria, Cipro e Malta), sia in quelli che stanno negoziando il loro ingresso (Turchia). Il rapporto è il risultato di un'indagine condotta sulla base di un questionario che la Commissione europea ha inviato ai governi e ai regolatori dei paesi membri e dei nuovi paesi entranti. Inoltre, in allegato, viene descritto lo stato delle riforme per il settore dell'elettricità nei paesi del Sud Est Europa.

Nei paesi nuovi entranti esistono ancora significative differenze nell'apertura del mercato, sia per il settore elettrico sia per quello del gas; ciò implica minore competitività, prezzi alti, inefficienze, bassa qualità del servizio offerto, oltre al fatto che gli effetti negativi si traducono in una minore possibilità da parte dei consumatori e delle piccole imprese di godere dei benefici della liberalizzazione, consentendo inoltre sussidi incrociati ai grossi monopolisti spesso verticalmente integrati.

In particolare, per il settore elettrico (Tav. 2.26) i problemi principali si traducono in:

- disparità di tariffe di accesso alle reti tra gli operatori, dovuta a scarsa trasparenza, derivante da insufficiente separazione delle attività della filiera verticalmente integrate e a un'attività di regolazione inefficiente;
- alto livello del potere di mercato delle imprese di generazione associato sia a una scarsa liquidità dei mercati all'ingrosso sia a un sistema di bilancia-

TAV. 2.26 IL SETTORE ELETTRICO NEI PAESI NUOVI ENTRANTI

PAESI	APERTURA DEL MERCATO IN %	SEPARAZIONE DELLE ATTIVITÀ DELL'OPERATORE DI TRASMISSIONE	REGOLAZIONE	% DI CAPACITÀ DEI 3 PIÙ GRANDI OPERATORI
Estonia	10	<i>management</i>	<i>ex ante</i>	98 (1)
Lettonia	11	giuridico	<i>ex ante</i>	95 (1)
Lituania	21	giuridico	<i>ex ante</i>	98 (2)
Polonia	51	giuridico	<i>ex ante</i>	47
Repubblica Ceca	30	giuridico	<i>ex ante</i>	77
Slovacchia	41	giuridico	<i>ex ante</i>	80 (1)
Ungheria	30	contabile	n.d.	sconosciuto
Slovenia	64	giuridico	<i>ex ante</i>	90
Romania	33	giuridico	<i>ex ante</i>	70
Bulgaria	15	contabile	<i>ex ante</i>	61
Turchia	23	giuridico	<i>ex ante</i>	65
Cipro	0	<i>management</i>	<i>ex ante</i>	100
Malta	0	deroga	n.d.	100

Fonte: Commissione europea, SEC (2002) 1038.

- mento che impedisce di fatto l'entrata di nuovi operatori;
- insufficienti infrastrutture di interconnessione e numerosi punti di congestione con metodi insoddisfacenti di allocazione della capacità.

Tuttavia, tra i paesi nuovi entranti alcuni hanno fatto progressi notevoli: Slovenia, Polonia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Ungheria e Romania registrano a oggi un grado di apertura del mercato sopra il 30 per cento. Un freno importante risulta essere la situazione di monopolio dal lato dell'offerta di generazione di energia elettrica; ciò è spesso dovuto alle piccole dimensioni dei mercati in questione come, per esempio, quelli di Cipro, Malta, Lituania, Lettonia ed Estonia. Tuttavia non mancano esempi positivi: infatti in Polonia le tre più grandi imprese di generazione rappresentano appena il 47 per cento del mercato e in Bulgaria il 61 per cento. Ciò denota sia l'avvio di un processo di liberalizzazione in atto anche dal lato dell'offerta, sia il fatto che sicuramente i paesi più grossi faranno da traino per quelli più piccoli. L'attività di regolazione è sempre *ex ante* e la separazione delle attività dell'operatore di trasmissione è nella maggior parte dei casi di tipo giuridico.

TAV. 2.27 IL SETTORE DEL GAS NEI PAESI NUOVI ENTRANTI

PAESI	APERTURA DEL MERCATO IN %	SEPARAZIONE DELLE ATTIVITÀ DELL'OPERATORE DI TRASMISSIONE	REGOLAZIONE	CONCENTRAZIONE NEL MERCATO ALL'INGROSSO
Estonia	80	contabile	<i>ex ante</i>	alta
Lettonia	0	contabile	no accesso alle reti	alta
Lituania	80	contabile	<i>ex post</i>	alta
Polonia	34	nessuno	<i>ex ante</i>	alta
Repubblica Ceca	0	contabile	<i>ex ante</i>	alta
Slovacchia	33	contabile	<i>ex ante</i>	alta
Ungheria	0	<i>management</i>	<i>ex ante</i>	alta
Slovenia	50	contabile	no accesso alle reti	alta
Romania	25	giuridico	<i>ex ante</i>	moderata
Bulgaria	73	contabile	<i>ex ante</i>	alta
Turchia	80	contabile	<i>ex ante</i>	alta
Cipro	0	<i>management</i>	<i>ex ante</i>	alta
Malta	0	deroga	non nota	alta

Fonte: Commissione europea, SEC (2002) 1038.

Per quanto riguarda il settore del gas (Tav. 2.27) le problematiche maggiori concernono:

- livelli diversi di apertura del mercato;
- concentrazione delle attività di produzione e importazione del gas nelle mani di poche imprese monopolistiche e basso sviluppo di *hub*, cosa che comporta una grossa difficoltà da parte di potenziali entranti nel comprare gas all'ingrosso a condizioni ragionevoli; tale situazione potrebbe sicuramente migliorare con accordi più vantaggiosi armonizzati a livello del paese e con la creazione di un mercato unico esteso a tutti i paesi membri vecchi e nuovi;
- poca trasparenza che riguarda le condizioni e le capacità infrastrutturali sia all'interno dei paesi sia tra un paese e l'altro.

Sotto il profilo dell'apertura, il mercato del gas denota un andamento molto più asimmetrico rispetto a quello elettrico; esistono infatti fortissime disparità tra i paesi in questione, e quelli che registrano progressi notevolmente superiori rispetto a tutti gli altri risultano essere Estonia, Lituania e Turchia, che hanno

aperto il loro mercato alla concorrenza per l'80 per cento. Anche altri però hanno compiuto molti progressi, come la Bulgaria, che registra un grado di apertura del 73 per cento, e la Slovenia (50 per cento). D'altra parte Ungheria, Repubblica Ceca e Lettonia hanno un grado di apertura del mercato nullo. Per ciò che riguarda poi il mercato all'ingrosso, il livello di concentrazione risulta essere molto alto, come per i paesi dell'Unione europea, anche se la Romania rappresenta una eccezione che sembra confermare la regola. La separazione delle attività dell'operatore di trasmissione non risulta essere di tipo giuridico come avviene per l'elettricità, essendo nella maggior parte dei casi solo contabile. L'attività di regolazione è *ex ante* anche perché in quasi tutti i paesi il regolatore ha competenze sia per il settore del gas sia per quello elettrico.

Paesi del Sud Est Europa

Il menzionato rapporto della Commissione europea comprende anche un allegato sui paesi dell'area del Sud Est europeo. Tale rapporto riguarda gli sviluppi dei processi di liberalizzazione del mercato elettrico in conformità con la Direttiva 96/92/CE attualmente in vigore. Infatti questi paesi, tra i quali alcuni già facenti parte dell'Unione europea (Grecia) e altri di prossima entrata (Bulgaria e Romania), hanno firmato ad Atene, nel novembre 2002, il *Memorandum of Understanding* sotto l'egida della Commissione europea, impegnandosi ad aprire i loro mercati elettrici entro il 2005, a creare un'Autorità di regolazione del mercato e operatori indipendenti del sistema di trasmissione e distribuzione nazionale. L'Italia, probabilmente entro quest'anno, farà parte di questi paesi firmatari; la volontà della Commissione europea è quella di estendere il *Memorandum of Understanding* anche al settore del gas, trasformandolo in trattato giuridicamente vincolante.

L'iniziativa riguardante i paesi del Sud Est Europa, denominata "Processo di Atene", risulta essere di importanza strategica per stimolare l'efficienza dell'industria elettrica nel migliorare i servizi per i consumatori di tali paesi. Inoltre, l'obiettivo finale è quella di creare un mercato regionale che possa poi essere integrato in quello dell'Unione europea: ciò probabilmente consentirà da un lato di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti, dato l'alto potenziale di quell'area soprattutto nel settore gas, dall'altro di stimolare gli investimenti delle imprese e la competitività del mercato.

In quest'area gli approcci relativi all'apertura del mercato sono molto differenti tra loro e, a parte Bulgaria, Romania e Turchia, solo la Macedonia ha compiuto passi rilevanti in merito; nella tavola 2.28 si nota come in quasi tutti i paesi del Sud Est Europa esista una situazione di monopolio dal lato dell'offerta, sebbene tale concentrazione a livello nazionale sia diluita con intense attività di scambio transfrontaliero. Bosnia ed Herzegovina stanno pianifican-

TAV. 2.28 IL SETTORE ELETTRICO NEI PAESI DEL SUD EST EUROPEO

	APERTURA DEL MERCATO IN %	% DI CAPACITÀ DEI 3 PIÙ GRANDI OPERATORI	% CAPACITÀ IMPORTATA RISPETTO A QUELLA INSTALLATA	CAPACITÀ INSTALLATA (GW)	SOGLIA DI IDONEITÀ PER IL MERCATO LIBERO	ENTE CHE APPROVA LE TARIFFE	CONTROLLO DELL'ATTIVITÀ DEL REGOLATORE	BUDGET DEL REGOLATORE (M€)	STAFF DEL REGOLATORE
Croazia	9	95 (1)	30	3,6	-	regolatore/ ministero	Parlamento	2	8
Bosnia Herzegovina	0	98	35	4,0	-	regolatore	Parlamento	n.d.	n.d.
Romania	33	50	19	19,5	40 (GWh)	regolatore	ministero	1,6	65
Bulgaria	15	61	20	10,2	100 (GWh)	regolatore	ministero	1	85
Serbia	12	97 (1)	17	8,5	25 (GWh)	regolatore	Parlamento	1	35
Montenegro	0	100 (1)	100	n.d.	-	regolatore	Parlamento	n.d.	n.d.
FYROM (Macedonia)	18	100	100	1,5	110 (kV)	regolatore	Parlamento	n.d.	n.d.
UNMIK (Kosovo)	0	100	100	1,5	-	regolatore	Parlamento	n.d.	n.d.
Albania	0	95	100	n.d.	-	regolatore	Parlamento	0,2	15
Turchia	23	59 (1)	10	10,0	9 (GWh)	regolatore	ministero	8	170
Grecia	34	98 (1)	11	11,0	1 (kV)	ministero	Parlamento	4	70

Fonte: Commissione europea, SEC (2002) 1038.

do l'istituzione di un regolatore e di un operatore indipendente della trasmissione nazionale entro il 2003.

Per quanto riguarda gli aspetti regolatori, quasi tutti i paesi del Sud Est Europa stanno programmando un sistema regolato di accesso di terzi alle reti, condizione essenziale per la creazione di un mercato regionale. La tavola mostra inoltre che quasi tutti i paesi in questione hanno creato un'Autorità di regolazione del settore elettrico con poteri significativamente ampi e un grado di indipendenza notevole rispetto ai loro governi.

Progetti di gemellaggio amministrativo con i nuovi paesi membri

Nel corso del 2002 l'Autorità ha fattivamente prestato la propria collaborazione tecnica al progetto di gemellaggio amministrativo in ambito PHARE *Strengthening Regulation and Enforcement of Energy Acquis* con il regolatore del settore energetico della Repubblica Ceca, avviato in collaborazione con la Spagna nell'aprile 2002. L'attività dell'Autorità ha riguardato in particolare la regolazione del settore del gas naturale, comportando un impiego di circa 35 giornate/uomo, spese presso il regolatore ceco a Praga. L'esperienza maturata in Italia sui temi della regolazione tariffaria, della definizione dei Codici di rete e della separazione contabile e amministrativa è stata particolarmente valorizzata nell'ambito della collaborazione prestata.

In considerazione dell'interesse che rivestono le relazioni con i regolatori dei paesi candidati all'entrata nell'Unione europea e della significativa esperienza accumulata in materia di regolazione, riconosciuta anche a livello internazionale, l'Autorità ha ritenuto opportuno rispondere positivamente alle richieste di partecipazione diretta ad altri gemellaggi amministrativi in ambito PHARE. In particolare, l'Autorità figura quale *mandated body* del progetto di gemellaggio amministrativo fra il Dipartimento del tesoro italiano e il regolatore della Repubblica Lituana 2001 *Strengthening of the Energy Market Regulator*, che è stato avviato ufficialmente il 21 ottobre 2002. La richiesta di partecipazione dell'Autorità al progetto è stata posta dal regolatore lituano quale precondizione per la selezione dell'amministrazione italiana come partner del gemellaggio. Dopo la presentazione pubblica a Vilnius il 2 dicembre 2002, le attività di collaborazione sono state avviate nel mese di gennaio 2003. Nel progetto, della durata di 24 mesi, l'Autorità si farà carico delle parti relative alla regolazione sia delle tariffe elettriche e del gas, sia della qualità del servizio con un impegno indicativo di circa 300 000 euro.

Infine, su esplicita richiesta del Ministero degli affari esteri e del Ministero delle politiche comunitarie, l'Autorità ha partecipato al bando di gara del progetto di gemellaggio con il regolatore del settore energetico in Turchia *Institutional Strengthening of Energy Market Regulator Authority*, presentando, nel dicembre 2002 ad Ankara, alla delegazione dell'Unione europea e al regolatore energetico turco un proprio progetto in veste di partner amministrativo. La delegazione dell'Unione europea ha notificato in data 5 febbraio 2003 l'assegnazione all'Autorità del progetto che avrà una durata di 24 mesi e un valore di circa 1 milione di euro. Il progetto, per la cui realizzazione l'Autorità intende avvalersi della collaborazione anche di altre istituzioni italiane ed europee specializzate nella regolazione dei mercati, è articolato in due sezioni che prevedono il trasferimento di conoscenze e l'assistenza tecnica alla ristrutturazione del regolatore del mercato energetico e un piano integrato di formazione da implementare in loco.

LA RISTRUTTURAZIONE DELL'INDUSTRIA ENERGETICA EUROPEA

L'elevata intensità di capitale che caratterizza i settori dell'energia elettrica e del gas ha da sempre favorito le grandi imprese sulle piccole realtà locali. Nel passato la crescita delle imprese era limitata dalla presenza di barriere nazionali, regionali e locali nella forma di diritti di esclusiva in tutte le fasi del ciclo dell'energia. Inoltre, con la progressiva saturazione dei mercati nei paesi membri, gli spazi di crescita delle imprese nazionali andavano rapidamente riducendosi. L'attuazione delle Direttive europee dell'energia nei diritti nazionali dei paesi membri ha in buona parte eliminato queste barriere e aperto vasti spazi di crescita che le imprese istintivamente cercano di sfruttare per migliorare la loro *performance* economica e finanziaria. Lo spazio economico su cui si confrontano le imprese non è più quello nazionale, storicamente riservato a poche società di proprietà generalmente statale, ma quello del mercato unico europeo. È in questa ottica che vanno interpretati i processi di fusione, acquisizione e concentrazione che hanno caratterizzato il panorama dell'industria energetica europea negli ultimi anni.

In un mercato europeo libero e concorrenziale tale sviluppo porta in teoria a guadagni di efficienza che vengono almeno in parte trasferiti ai consumatori finali. La questione pertanto riguarda non tanto l'opportunità della dinamica di concentrazione, quanto l'adeguatezza del quadro di riferimento istituito dalle Direttive europee e l'azione dei governi e dei regolatori per garantire che il processo di concentrazione non ostacoli la liberalizzazione del settore. In questa ottica emerge chiaramente una notevole diversità tra i mercati dei paesi membri che condiziona le strategie di espansione delle imprese e che, a meno di ulteriori interventi di liberalizzazione, rischia di creare un mercato unico "a chiazze". Le strategie seguite dalle imprese sono state influenzate in modo determinante dalle politiche dei governi, dalla loro proprietà pubblica o privata, dalla struttura dei mercati, oltre che, naturalmente, dal quadro regolatorio in atto. Alcuni paesi, tra cui Regno Unito, Italia e Spagna, hanno attuato un più o meno drastico riassetto del settore con la separazione societaria o proprietaria delle fasi di trasporto e distribuzione da quella della vendita, al fine sia di eliminare i sussidi incrociati e forme di discriminazione che caratterizzano l'integrazione verticale, sia di promuovere la concorrenza. Altri, soprattutto la Germania e la Francia, hanno invece attuato politiche tese a stimolare la creazione o il consolidamento di grandi imprese integrate in tutte le fasi, con l'obiettivo di sfruttare i vantaggi di scala e di favorire la sicurezza e le migliori condizioni di approvvigionamento, lasciando alle Autorità preposte il compito di vigilare sulla concorrenza. La situazione è meglio illustrata con riferimento alla presenza

delle maggiori imprese nel mercato europeo e nei diversi paesi membri. Electricité de France (EDF), la più grande delle società elettriche europee, inizia la sua espansione all'estero già nella prima metà degli anni Novanta a seguito della decisione del governo francese di vincolare la società statale esclusivamente ad attività nel settore elettrico. Tuttavia, le sue partecipazioni nelle imprese europee sono in genere minoritarie e poco significative fino all'attuazione della Direttiva elettrica. Tra il 1998 e il 2002 EDF acquista partecipazioni prevalentemente di controllo, che l'hanno portata a esercitare una influenza significativa in molte porzioni della filiera nella maggior parte dei paesi membri e di quelli di prossima accessione. EDF ha oggi il controllo di poco meno del 20 per cento del mercato europeo in termini di capacità di generazione installata e di quasi il 10 per cento in termini di clienti finali serviti. La specializzazione nel settore elettrico non ha per il momento reso possibile una strategia di estensione diretta di EDF nel settore del gas. Tuttavia, diverse acquisizioni, tra cui EnBW ed Edison S.p.A., sono mirate a una crescita in questo comparto. Inoltre, non si può del tutto ignorare la possibilità di una futura fusione con Gaz de France (GDF), caldeghiata da diversi schieramenti politici francesi anche come reazione ad analoghe concentrazioni in Germania. Se una tale fusione potrebbe creare problemi sul mercato francese, l'impresa risultante sarebbe compatibile con le dimensioni del mercato unico europeo e in grado di competere con i colossi tedeschi, oramai ben integrati anche nel settore del gas.

Con l'apertura del mercato, le principali aziende tedesche reagiscono in modo differenziato. RWE, all'epoca la maggiore azienda elettrica con oltre il 25 per cento del mercato, non può crescere troppo nel settore elettrico tedesco per non incorrere nei veti del *Bundeskartellamt*. Dopo l'acquisto della VEW insegue una strategia di diversificazione nei settori dell'acqua e dei rifiuti. Escludendo alcune partecipazioni in società medio piccole dell'Est europeo, RWE non effettua acquisizioni estere nel settore elettrico fino al 2002 quando compra il generatore inglese Innogy. RWE è storicamente attiva nel settore del gas tedesco con partecipazioni in diversi distributori regionali e locali. Il consolidamento nel settore del gas viene rafforzato dall'aumento della partecipazione in Thyssengas dal 50 al 75 per cento. Tuttavia il vero salto di qualità avviene con l'acquisto del 97 per cento della società di trasporto ceca Transgas all'inizio del 2002 che ha dato a RWE il controllo del 35 per cento delle esportazioni di gas russo all'Europa occidentale e del 20 per cento delle importazioni complessive di gas in Germania, proiettando la società al rango di quarta o quinta impresa europea del gas. L'operazione, che includeva una partecipazione di controllo negli 8 distributori regionali della Repubblica ceca, ha permesso a RWE il controllo quasi totale del settore del gas di questo paese.

E.On, l'altra grande società elettrica tedesca, ha adottato una strategia diametralmente opposta, concentrandosi nel settore dell'energia. Nata nel 1999 dalla fusione dei grandi conglomerati Veba e Viag, raccogliendo gli attivi delle società elettriche Bayernwerk e Preussenelektra, E.On si è subito mossa con l'obiettivo di alienare tutte le attività non core per concentrarsi sull'energia elettrica e il gas. All'inizio del 2003 aveva raggiunto circa il 10 per cento della capacità di generazione elettrica installata nell'Unione europea, posizionandosi al secondo posto dopo EDF. Meno diffusa di questa su scala europea nel settore elettrico, è tuttavia ben inserita nei paesi del Nord Europa e in quelli di prossima accessione dell'Est europeo con circa il 50 per cento delle vendite di elettricità nella Repubblica Ceca, in Slovacchia e in Ungheria considerate insieme. Con l'acquisizione delle attività di generazione e di distribuzione di Powergen dalla TXU nel 2002, ha inoltre il possesso del 12 per cento della capacità di generazione e il 25 per cento delle vendite finali del mercato elettrico inglese. E.On è anche ben inserita nel settore del gas, dove le partecipazioni dirette in alcuni distributori le permettono il controllo di una quota significativa del mercato nel Centro Europa, mentre attraverso Powergen raggiunge il 6 per cento del mercato finale inglese. Strategicamente più significativa è la sua discussa acquisizione del 100 per cento di Ruhrgas, approvata con un accordo *out of court* con le imprese ricorrenti, che le ha conferito oltre il 50 per cento degli approvvigionamenti tedeschi di gas naturale e una partecipazione del 6 per cento in Gazprom. E.On è anche ben integrata a valle nel settore della distribuzione del gas, sia attraverso le partecipazioni di controllo di Ruhrgas in distributori in Germania e in quasi tutti i paesi di prossima accessione dell'Est europeo, sia attraverso la società Thüga, molto attiva anche in Italia dove negli ultimi anni ha acquisito partecipazioni di controllo in una dozzina di società di distribuzione.

Diversamente dalle altre grandi società elettriche europee, Enel S.p.A. è rimasta per molto tempo ancorata al mercato nazionale senza un chiaro disegno di ampliamento sugli altri mercati europei. Con l'imposizione del vincolo del 50 per cento sulle forniture in Italia, Enel ha adottato una strategia di diversificazione multiservizio estesa anche all'acqua e alle telecomunicazioni. È solo nel 2001, poco dopo la vendita della prima Gen.Co., che si affaccia sul mercato europeo con l'acquisizione della spagnola Viesgo, nata da uno *spinoff* di Endesa. Le iniziative di acquisizione di società elettriche europee sono successivamente aumentate, ma è solo con il 2003 che maturano con l'acquisizione del controllo (in prospettiva) di una centrale a carbone in Bulgaria. Con la nuova strategia di concentrazione su attività core avviata nel 2002, Enel appare decisamente proiettata sui mercati europei con iniziative di acquisizioni e/o partecipazioni soprattutto nei paesi del Mediterraneo e dell'Europa dell'Est, ma

anche in Francia. Analogamente alle altre grandi società elettriche europee, Enel ha presto avviato un programma di espansione nel mercato del gas, partendo con l'acquisizione di piccole società di distribuzione per diventare, con l'acquisto della Camuzzi, il secondo operatore nazionale del settore della distribuzione locale. Tali iniziative sono avvantaggiate dalla integrazione a monte con contratti di gas algerino e nigeriano che fanno dell'Enel il secondo importatore nazionale. Enel è ben posizionata per entrare attraverso acquisizioni di imprese del gas nei mercati finali di altri paesi, anche se fino a oggi i tentativi in questo senso sono stati limitati e non hanno ancora portato frutti.

Eni S.p.A. è l'unica impresa tra le multinazionali europee del settore degli idrocarburi a vantare una forte affinità con il gas naturale dai tempi storici più remoti. Altre multinazionali come BP, Shell e TotalFinaElf, seppure attive da decenni in questo settore, sono tuttora deboli nelle fasi a valle della produzione. Negli ultimi anni solo BP sembra avere chiaramente privilegiato una strategia di sviluppo integrato nelle altre fasi della filiera del gas naturale. Data la sua presenza lungo tutto il ciclo, era pertanto ovvia una strategia di espansione di Eni in altri paesi europei mediante acquisizioni e partecipazioni mirate, oltre che all'*upstream* anche alle fasi a valle della vendita e della distribuzione finale. La ristrutturazione del settore del gas avviata con il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, ha poi dato un ulteriore forte impulso all'Eni a uscire dai confini nazionali per conquistare quote significative di mercato in altri paesi. È nel 2000 che Eni entra con una quota del 33,3 per cento nella Galp portoghese, che detiene il 100 per cento della proprietà della rete di trasporto Transgas. Nel corso del 2002 acquisisce il 50 per cento di Union Fenosa Gas e, assieme a EnBW, il controllo del terzo distributore regionale tedesco GVS; inoltre, alla fine dell'anno si arricchisce della finlandese Fortum Gas (rinominata Eni Norge AS), che le permette significative sinergie sul mercato scandinavo. Infine, con l'incorporazione di Italgas all'inizio del 2003, completa l'integrazione a valle in Italia, con estensioni in Ungheria (Tigaz) e in Grecia (Epa Thessalia ed Epa Thessalonikis). Eni è rafforzata per un ruolo di espansione in Europa sia dalla grande quantità di gas d'importazione contrattato, sufficiente a permettere l'immissione sul mercato europeo (esclusa l'Italia) di oltre 40 miliardi di m³ verso la metà del decennio, sia dalla costruzione di importanti nuove infrastrutture di trasporto (tra cui *Blustream* e *Greenstream*), nonché dal potenziamento di infrastrutture esistenti che le permettono una efficace integrazione con l'*upstream*.

Tra le imprese spagnole, Endesa si è mossa con una strategia di internazionalizzazione che ha privilegiato acquisizioni in America Latina. L'espansione in Europa ha riguardato principalmente la partecipazione in alcune imprese di distribuzione elettrica olandesi, il 30 per cento della Snet francese e l'acquisto

del controllo di Eletrogen in Italia (successivamente rinominata Endesa Italia). La fusione con Iberdrola intrapresa nel 2001, che avrebbe dovuto portare alla creazione di un gigante capace di competere su scala europea, è fallita per le condizioni severe che l'*antitrust* spagnolo imponeva sul mercato domestico come contropartita per la fusione. Anche Endesa cerca una integrazione nel settore del gas, attualmente con la partecipazione nei terminali di rigassificazione per l'alimentazione delle sue centrali elettriche e per la distribuzione ai settori d'uso finale.

Gas Natural, analogamente a Endesa, è rimasta essenzialmente legata al mercato domestico con solo limitati tentativi di affermazione su scala europea mediante acquisizioni in altri paesi membri; ultimamente è entrata in Italia. È invece molto più chiaro il suo obiettivo di integrazione nel settore elettrico: la recente OPA su Iberdrola ne è il segno più emblematico. Oggi Gas Natural è proprietaria del 35 per cento del trasportatore Enagas e controlla il 90 per cento delle importazioni di gas naturale in Spagna, l'80 per cento della distribuzione e il 60 per cento delle vendite. La fusione con Iberdrola estenderebbe il controllo in Spagna sul 45 per cento del mercato elettrico.

All'altro estremo degli operatori minori, la liberalizzazione del mercato ha innescato un ampio processo di ricomposizione indotto dalla necessità di raggiungere una massa critica per competere e sopravvivere nel nuovo mercato dell'energia. Tale processo, caratterizzato da alleanze, fusioni e aggregazioni di altro tipo, spesso attorno a imprese di dimensione media o maggiore, è più evidente in Italia che negli altri paesi membri, soprattutto nel settore del gas contraddistinto da realtà generalmente molto piccole rispetto alla media europea. Questo processo, già avviato nel 2001 con la costituzione di società come Blugas (Aem Cremona, Astem Lodi, Tea Mantova e Asm Pavia), Estgas (Aegas Trieste, Edison) e Plurigas (Aem Milano, Amga Genova, Asm Brescia), ha avuto il suo seguito nel 2002 con la creazione di Hera attorno a Seabo Bologna, l'aggregazione di Tesi Piacenza e Amps Parma attorno ad Agac Reggio Emilia e l'estensione di Blugas a Consig Prato, Amag Pistoia, Intesa Siena e Salerno Energia. Queste alleanze (talvolta vere e proprie fusioni) si evolvono privilegiando le affinità territoriali tra province della stessa regione o tra regioni confinanti. Riguardano in genere il settore della vendita di gas ed energia elettrica, ma talvolta si estendono anche in altre fasi della filiera come nel caso dell'accordo di Blugas con Wpn Resources nel settore dell'esplorazione e coltivazione di giacimenti in alcune concessioni nell'Italia settentrionale, o nel caso di Hera, il cui piano industriale prevede investimenti nella generazione elettrica. A tale riguardo è emblematico il caso di Ascopia, società operante prevalentemente nel settore del gas, che ha recentemente acquistato gli *asset* lasciati in Italia da Mirant tra cui l'autorizzazione alla costruzione di un impianto di 800 MW.

Un analogo fenomeno di aggregazione si è avuto nel settore elettrico austriaco, per contrastare le iniziative di ampliamento di E.On in questo paese. Invece, in Germania, dove sia il settore elettrico sia quello del gas sono ancora più frammentati che in Italia, un analogo processo non è chiaramente in atto o avanza molto lentamente. In Germania la ricomposizione della proprietà delle imprese elettriche e del gas è avvenuta in concomitanza e stretta relazione con la ristrutturazione proprietaria dei grandi operatori tedeschi, che ha coinvolto anche la svedese Vattenfall con l'estensione del suo controllo sulle società elettriche dei *länder* orientali. Le ragioni dell'apparente stabilità dei distributori locali tedeschi sono da ricercare nella mancanza di significativi interventi nella legge del 1998 di liberalizzazione del mercato tedesco, negli accordi di vendita negoziati tra i fornitori e le società di distribuzione e nelle conseguenti difficoltà di accesso di nuovi fornitori sulle reti locali, che di fatto sembrano perpetuare le precedenti demarcazioni delle imprese.

Nel complesso, pertanto, è sempre più evidente un processo di ricomposizione dell'industria europea che fa leva sulla concentrazione e sull'integrazione verticale. La convenienza dell'integrazione verticale è emersa in tutta evidenza con il crollo dei prezzi dell'elettricità nel Regno Unito dopo l'introduzione del NETA. Il forte calo dei prezzi a partire dalla primavera del 2001 e particolarmente nel corso del 2002 ha messo in ginocchio i produttori sprovvisti di canali di vendita a valle della produzione, causando l'uscita dal settore elettrico di questo paese delle TXU e AEP americane, mentre ha lasciato in buona parte indenni i generatori, come Innogy e Centrica, con forte integrazione nella distribuzione finale. Con poche eccezioni, tutte le grandi imprese elettriche, ma anche molte tra quelle di dimensioni intermedie e minori, sembrano oramai chiaramente orientate verso strategie di integrazione verticale nel settore elettrico e di convergenza con il settore del gas. Tra le poche imprese in controtendenza, ma per motivi legati alla necessità di ridurre l'esposizione finanziaria, si trova Edison che ha scelto di uscire dal settore dell'*upstream* del gas, dove era anche ben posizionata, e dal trasporto di elettricità e gas, per concentrarsi nella produzione e vendita di energia elettrica e nell'importazione e vendita di gas.

Una analoga propensione a favore dell'integrazione nelle varie fasi del ciclo è evidente anche da parte delle imprese del settore del gas, mentre è meno diffusa tra questi operatori una strategia di penetrazione nel settore elettrico. Oramai da diversi anni GDF ha adottato una strategia di integrazione a monte con propri giacimenti di gas in Nord Europa, mentre l'espansione nei paesi europei mediante l'acquisizione di distributori e società di vendita è stata assai precoce nel Regno Unito, in Germania, nella Repubblica Ceca, in Polonia ecc., più lenta invece nei paesi del Mediterraneo. Sia GDF sia Eni hanno iniziative in corso nel settore elettrico, che passano però decisamente in secondo piano

rispetto alla crescita nel settore del gas.

Nel complesso, sebbene pare certo che il processo di ricomposizione continuerà nei prossimi anni, sembra altrettanto probabile che esso assumerà forme diverse dal passato in relazione ai vincoli posti dalla normativa europea, ai limiti *antitrust*, agli aiuti di Stato e ai problemi finanziari delle imprese. Le modifiche alle Direttive europee attualmente in discussione introducono una più severa separazione tra le fasi di trasporto e distribuzione dalla produzione e dalla vendita; pertanto, esplicitamente limitano o escludono alcuni vantaggi dell'integrazione verticale, tra cui la possibilità di applicare sussidi tra le fasi e di discriminare tra utenti nell'uso delle reti. L'evoluzione di tale normativa è stata illustrata in una precedente sezione di questo capitolo, così nel seguito si farà esclusivamente cenno agli ultimi tre punti.

Limiti *antitrust* sono stati applicati in diverse occasioni negli ultimi anni o per bloccare fusioni tra imprese o per ottenere contropartite dirette a ridurre il potere della nuova impresa sul mercato dell'energia, talvolta anche per diminuire il potere di mercato di imprese esistenti. L'ottica è stata in genere nazionale, come era giusto che fosse considerando i confini nazionali dei precedenti monopoli. Nel Regno Unito e in Italia i vecchi monopoli elettrici e del gas sono stati frazionati o ridotti a livello nazionale; in Spagna vincoli *antitrust* hanno nel passato impedito i tentativi di fusione di Iberdrola con Endesa e con Repsol e più recentemente con Gas Natural. Limiti *antitrust* a livello europeo sono stati applicati con maggiore parsimonia. Uno dei rari casi riguarda l'imposizione da parte della Commissione europea della vendita all'asta di 6 GW di potenza da parte di EDF come contropartita per l'acquisizione di una partecipazione controllante in Idrocantabrico attraverso EnBW. Nel caso dell'acquisizione di Ruhrgas da parte di E.On, la Commissione europea ha invece ritenuto che la materia fosse di competenza esclusiva del *Bundeskartellamt* e delle commissioni tedesche. Infatti, in base alla regola dei due terzi il caso va attribuito in giudizio alle Autorità *antitrust* competenti per il territorio dove l'impresa coinvolta ha realizzato almeno due terzi del suo fatturato nell'anno precedente⁸. Tuttavia, dopo l'acquisto di Powergen, E.On realizza i due terzi del fatturato non più in Germania ma nell'Unione europea e questo potrebbe complicare eventuali ulteriori piani di espansione dell'impresa.

Il problema degli aiuti di Stato è emerso diverse volte nel corso del 2002 con riferimento alle imprese energetiche di diversi paesi membri. Il caso più emblematico riguarda il salvataggio di British Energy in quanto le concessioni accordate dal governo inglese non risponderebbero a logiche di mercato, sarebbero

8 Regolamento CE 4064/89 come modificato dal regolamento CE 1310/97.

inefficienti e avrebbero effetti distorcenti sulla concorrenza. Ma il caso più significativo sotto il profilo della ristrutturazione dell'industria europea riguarda EDF, la cui espansione in Europa sarebbe stata finanziata in parte da aiuti di Stato. La Commissione europea è sempre più preoccupata degli "aiuti nascosti" forniti dagli Stati alle imprese di proprietà pubblica nella forma di garanzie finanziarie illimitate, che permettono alle società di indebitarsi sul mercato a tassi più vantaggiosi di quelli concessi alle imprese private che non godono delle stesse garanzie statali. Al riguardo la Commissione europea sta proponendo l'apertura di una procedura formale di esame.

Le acquisizioni sono state effettuate in buona parte con capitale proprio accumulato soprattutto in funzione delle vendite di rami di attività non core, ma con una quota crescente di indebitamento che ha esposto diverse imprese a rischi di *downgrading* finanziario. Hanno sofferto soprattutto le società come Endesa ed EDF che hanno investito pesantemente nelle imprese energetiche argentine e brasiliene, oltre che di altri paesi dell'America Latina. Nel caso di EDF, inoltre, non vi è stato alcun soccorso da parte dell'atteso aggiornamento tariffario che il governo francese ha rifiutato per il secondo anno consecutivo. Nel caso di RWE, oltre a un elevato livello di debito, ha contribuito ai risultati negativi del 2002 la strategia di *multiutility* che ha comportato la dispersione della società su ben 13 divisioni con notevoli costi di gestione. Le società con maggiori problemi finanziari hanno adottato una strategia prevalente di consolidamento, ristrutturazione e taglio dei costi, che difficilmente permetterà di ripetere gli ampliamenti degli ultimi anni.