

LA CASA RAPPRESENTA SEMPRE PIÙ LA NUOVA FRONTIERA

Il futuro energetico passa dagli edifici

di Fabrizio Bonomo

L'aumento dei prezzi del petrolio e le difficoltà crescenti di approvvigionamento di gas creano uno scenario nuovo nel settore dell'energia, ben più delle previsioni di esaurimento delle fonti entro pochi decenni, e aprono la strada alla rivalutazione e al rilancio delle fonti rinnovabili, dove si assiste allo sviluppo di tecnologie sempre più affidabili e alla progressiva riduzione dei costi. Ma soprattutto, cominciano a emergere i limiti del concetto di grande centrale e prende forza l'idea di una maggiore polverizzazione della produzione, che insieme al risparmio e all'efficienza energetica fanno del settore immobiliare la fonte immediatamente utilizzabile di energia, a minor costo e a emissione zero



Da alcuni mesi si assiste a una vera rivoluzione del sistema energetico mondiale, dovuta alla crescita progressiva dei prezzi del petrolio e all'emergere di problemi di costi e di fornitura anche per il gas.

Queste difficoltà crescenti hanno messo a nudo le lacune strutturali e politiche di un sistema, specie quello europeo, che dall'inizio del diciannovesimo secolo si basa sull'utilizzo dei combustibili fossili economici, come appunto il petrolio e il gas, estratti però in poche aree del pianeta e con i quali si è parzialmente sostituito il carbone, anch'esso economico e maggiormente disponibile, ma molto più inquinante.

Le cause dell'aumento dei prezzi non dipendono dai costi di produzione (rimasti praticamente invariati), ma dalla diminuzione delle scorte – anche in conseguenza del massiccio ricorso al petrolio delle economie di grandi paesi in rapido sviluppo, come la Cina e l'India, oltre che dagli Stati Uniti (la capacità di riserva disponibile sembra si sia ridotta a circa 2 milioni di barili/giorno, a fronte di un consumo mondiale di circa 84 milioni di barili/giorno nel 2005) – e soprattutto da motivazioni politiche e speculative, dove concorrono le tensioni sul mercato dei prodotti raffinati, gli eventi climatici come l'uragano Katrina (che ha colpito importanti raffinerie nel golfo del Messico), dalla situazione geopolitica nel Medio e nel Vicino Oriente (in particolare Irak e Iran), e da timori di attentati terroristici. Allo stesso modo, per il gas pesano le nuove strategie della Federazione russa che rivaluta le pro-



prie fonti energetiche e le utilizza come strumento geopolitico.

Da qui nasce una rivalutazione di tutti gli altri sistemi di produzione dell'energia, compresi quelli più costosi, come il fotovoltaico, o con pericolosità latenti, come il nucleare, che diventano convenienti o quanto meno non troppo cari (e strategicamente utili a ridurre la dipendenza dall'estero) con il prezzo del petrolio in continua crescita: oggi è a quasi 80 dollari al barile, contro i 10 di pochi anni fa (1998/1999); alcuni pensano possa raggiungere presto i 100, mentre altri ipotizzano che si stabilizzerà sui 50.

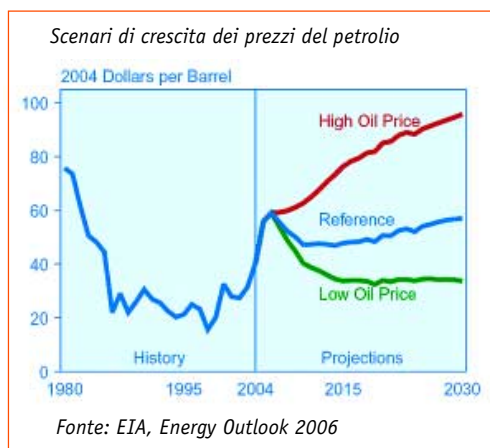
Di fatto, anche alla luce degli accordi di Kyoto per la diminuzione delle emissioni inquinanti in atmosfera – per tenere sotto controllo il cambiamento climatico, i paesi industrializzati dovranno ridurre le emissioni di gas serra del 60-80 per cento in pochi decenni, e il settore elettrico produce il 37 per cento delle emissioni globali di anidride carbonica

– si è tornati a parlare e a discutere di diversificazione delle fonti, ipotizzando una nuova articolazione del sistema energetico: in pochi decenni dovrebbero trovarsi alla pari carbone, petrolio e gas, nucleare, fonti rinnovabili, ciascuno con una quota di mercato di circa il 20 o 30 per cento, così da consentire il raggiungimento di più obiettivi contemporaneamente, cioè diminuire la dipendenza dall'estero, abbassare i costi e ridurre le emissioni inquinanti.

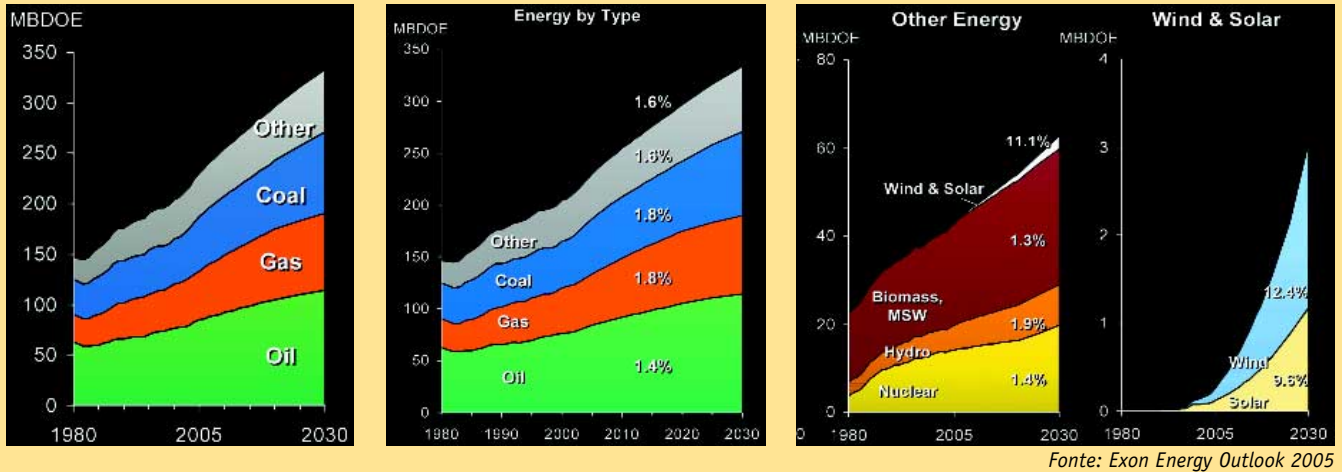
Tutto questo però non è esente da ombre, perchè i combustibili fossili

sono comunque limitati e fra alcuni decenni non saranno più disponibili (o sarà troppo costoso estrarli), mentre per le altre fonti la ricerca ha ancora bisogno di tempo per renderle effettivamente competitive (o sicure, nel caso del nucleare). In ogni caso sono molto probabili ulteriori aumenti della bolletta energetica, specie per l'Italia.

Un'altra certezza, più positiva, è che la fonte immediatamente utilizzabile di energia, a minor costo e a emissione zero è quella risparmiata – specie attraverso un aumento dell'efficienza termica degli edifici e quella prestazionale degli impianti (oltre che con l'autoproduzione di energia attraverso fonti rinnovabili, là dove sia possibile e conveniente) – considerando che le stime più pessimistiche ritengono credibile una percentuale di risparmio tra il 10 e il 20 per cento dei consumi attuali, ma con un'ipotetico teorico che può arrivare quasi al 50 per cento.



Crescita delle fonti di energia stimata al 2030



Fonte: Exxon Energy Outlook 2005

Andamento dei consumi

Secondo il Rapporto Energia-Ambiente 2005 dell'Enea, presentato nel febbraio scorso, l'offerta di energia nel mondo è coperta al 34,4 per cento coperta dal petrolio, seguito dal carbone (24,4%), dal gas naturale (21,2%) e dalle fonti rinnovabili (13,3%), mentre il nucleare copre solo il 6,5 per cento; le rinnovabili sono cresciute nel mondo a un tasso dell'1,8 per cento dal 1990 al 2003; l'eolico, pur restando su valori assoluti molto bassi, cresce del 23,9 per cento, grazie alle nuove installazioni nei paesi dell'Ocse.

Per il futuro, l'Agenzia Internazionale dell'Energia (Iea) prevede che la domanda mondiale aumenterà del 50 per cento entro il 2030, e potrà essere coperta solo a condizione di investimenti massicci nelle risorse disponibili, per circa 17 mila miliardi di dollari.

In ogni caso l'Iea ritiene che tutti, sia i paesi più industrializzati sia Cina e India, vedranno fortemente crescere la propria dipendenza dalle importazioni di petrolio e gas.

I consumi di petrolio dovrebbero aumentare dell'1,6 per cento l'anno, per raggiungere i 92 milioni di barili/giorno nel 2010 (contro gli 82 circa del 2004) e 115 milioni nel 2030.

Un'accelerazione ancora maggiore è prevista per il gas naturale - con la progressiva sostituzione delle centrali termoelettriche ad olio combustibile con nuove centrali a turbogas a ciclo combinato - che con una crescita del 2,1 per cento l'anno raggiungerebbe i 4.800 miliardi di metri cubi nel 2030 (contro i 2.700 miliardi del 2003), diventando già dal 2015 la seconda fonte di energia a livello mondiale, sorpassando il carbone.

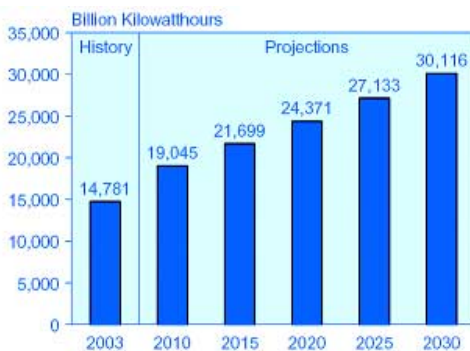
Quest'ultimo dovrebbe crescere decisa-

mente, per circa l'1,4 per cento l'anno, specie per i maggiori consumi di Cina e India, fino a raggiungere un consumo di 7.300 milioni di t/anno nel 2030.

Per questo, oltre che per rispondere alle esigenze di ordine ambientale (ci potrebbe essere un aumento del 52 per cento delle emissioni di anidride carbonica in atmosfera), si prevede che i Governi occidentali mettano in atto politiche alternative per raggiungere un assetto energetico meno dipendente dagli idrocarburi. Paradossalmente, nonostante la rivalutazione recente, il ruolo dell'energia nucleare dovrebbe diminuire, sia per il numero relativamente limitato di nuove centrali previste, sia per la dismissione di molte fra quelle esistenti, che si avvicinano alla fine della loro vita utile.

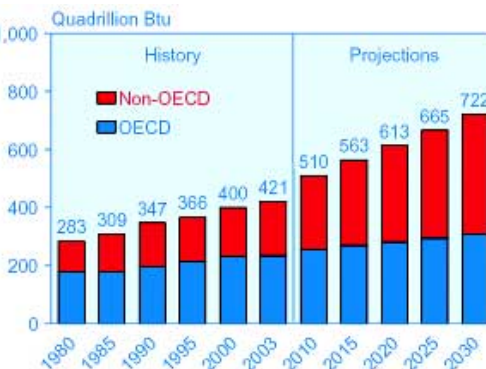
Quanto alle fonti rinnovabili, secondo l'Iea il peso dell'idroelettrico non dovrebbe cambiare, mentre quello di geo-

Consumo di elettricità previsto nel mondo al 2030

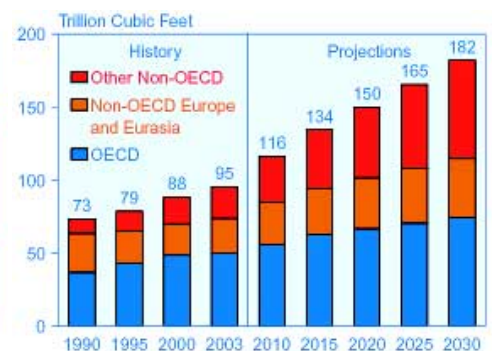


Fonte: EIA, Energy Outlook 2006

Consumo di energia previsto nel mondo al 2030



Consumo di gas previsto nel mondo al 2030



termia, solare ed eolico resterebbe marginale, coprendo nel 2030 non più del 2 per cento della domanda di energia primaria, nonostante la crescita esponenziale prevista nel mondo (circa il 6,2 per cento l'anno).

In questo quadro l'Italia ha una posizione più critica di altri paesi, visto che la sua dipendenza energetica cresce con il passare degli anni: da quasi l'81 per cento del 1995 all'83,6 del 2001, fino a quasi l'85 per cento del 2004, contro una media europea di circa il 54 per cento.

La dipendenza è essenzialmente verso il petrolio e il gas naturale, che insieme coprono l'80 per cento del fabbisogno energetico primario del nostro Paese (le rinnovabili coprono solo il 7,5 per cento, costituito soprattutto dall'idroelettrico).

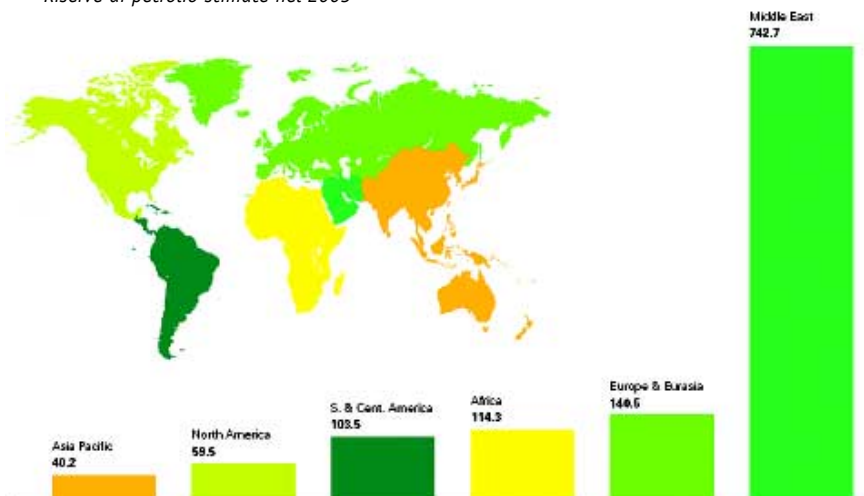
Il gas inoltre è gestito in regime di monopolio, dall'Eni, che sfrutta gli approvvigionamenti diretti attraverso i gasdotti con i paesi produttori del nord-Africa – Libia e Algeria – e la Russia, al contrario di quanto avviene nel mondo, dove ha un peso rilevante il trasporto via mare, con navi gasiere, che nel nostro paese possono fare capo a un solo terminal, anch'esso di proprietà Eni.

Fonti in scadenza

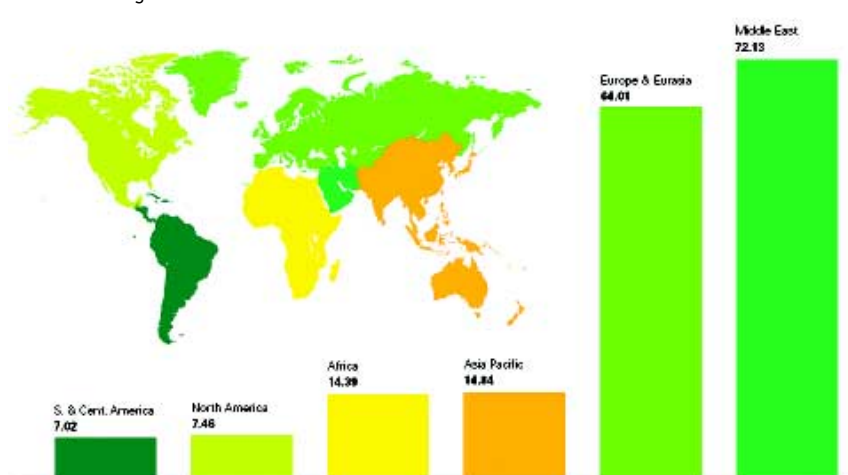
La crescita della domanda e le economie mondiali dovranno prima o poi fare i



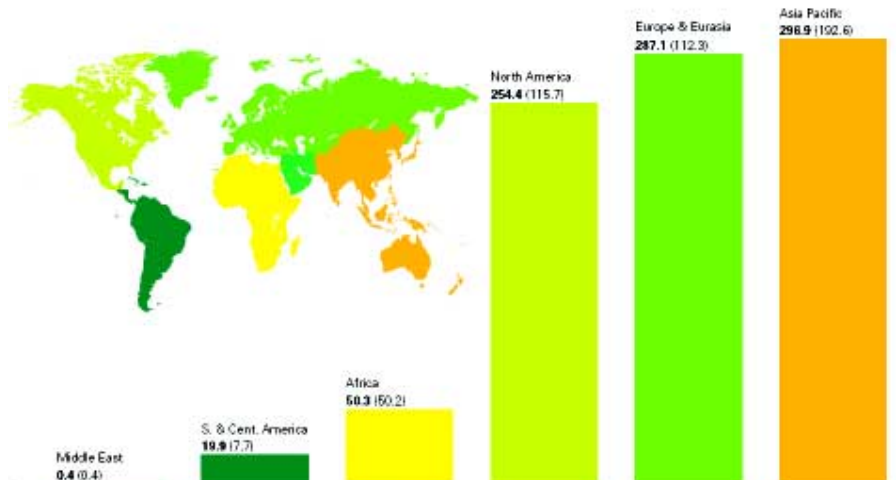
Riserve di petrolio stimate nel 2005



Riserve di gas stimate nel 2005



Riserve di carbone stimate nel 2005



Fonte: BP Statistic Review 2006

conti con l'esaurimento delle risorse non rinnovabili come il petrolio, il gas, il carbone e, sotto certi aspetti, anche dell'uranio, che esistono in quantità definite, anche se sui numeri precisi non esistono certezze e i pareri sono discordi, data l'impossibilità di calcolare esattamente la quantità di riserve e risorse.

Per il petrolio alcuni esperti ritengono si sia vicini al picco nella produzione mondiale, prevista entro il 2010, per altri si parla invece del 2030; negli Usa, esclusa l'Alaska, la produzione di petrolio ha avuto il suo massimo nel 1971, con circa 9 milioni di barili al giorno. Secondo la compagnia petrolifera BP, la quantità di petrolio utilizzata dal 1965 al 2004 è di 116 miliardi di tonnellate, mentre le riserve ancora disponibili (nel 2004) sono valutate in 162 miliardi di tonnellate: praticamente, escludendo i giacimenti che saranno scoperti nei prossimi anni, è già stato consumato il 42 per cento delle riserve inizialmente disponibili.



In ogni caso l'esaurimento delle risorse sembra essere un dato di fatto accettato da tutti, l'incertezza rimane sul quando e sulle possibilità offerte dalla ricerca tecnologica, che in futuro, secondo alcuni, potrebbe rendere disponibili a basso costo vaste riserve di petrolio "non convenzionale", quali le sabbie bituminose e gli scisti bituminosi, che consentiranno nel futuro l'uso del petrolio per un periodo di tempo ancora molto lungo. Per il gas naturale si stima una disponibilità per circa 60/70 anni, considerando che nel 2003 sono stati consumati 2.470 miliardi di metri cubi nel mondo, mentre le riserve sono calcolate in circa 150 mila miliardi, poco più di un terzo (circa 60 mila miliardi) presenti nel sottosuolo di Russia ed Europa, e quasi altrettanti in Medio Oriente.



Il gas ha il vantaggio di essere economico, almeno fino ad oggi, e di essere meno inquinante di altri combustibili fossili, ma sembra evidente che rappresenta un elemento di transizione fra l'era del petrolio e quella, non ancora definita, che nascerà nei prossimi decenni; certo è che paesi come l'Italia sono oggi già molto dipendenti dal gas e da chi lo fornisce, e lo diventeranno ancora di più con i processi industriali in atto, come appunto le nuove centrali elettriche a ciclo combinato.

Di carbone, con le riserve esistenti in più di 100 Paesi, si calcola una disponibilità per circa due/tre secoli, almeno per quello – circa 15 bilioni di tonnellate – estraibile con le tecniche e i costi attuali. Questo presupponendo un uso ai livelli attuali, poichè, nonostante sia il fossile più inquinante, viene utilizzato in grandi quantità, appunto perchè diffuso, poco costoso e di facile estrazione: nel 2001 si calcola che la quantità di carbone bruciata sia stata di 46 milioni di barili di petrolio equivalenti giornalieri, contro i 51 del gas e i 76 del petrolio.

Infine, l'uranio. Il 58 per cento delle riserve conosciute si trova in tre paesi: Australia, Kazakistan e Canada, e si dice che la sua disponibilità, ai ritmi attuali di consumo, sia sufficiente per circa 50 anni; in realtà il problema non è quanto materiale esiste sul pianeta – secondo la European Nuclear Society, le risorse esi-



stenti nel mondo sono enormi, stimate fra 15 e 20 milioni di tonnellate – ma quanto costa estrarlo: c'è chi stima che quello estraibile ai costi attuali fa scendere la soglia a 36 anni, e sale a 50 anni solo se si considera il doppio dei costi.

Secondo il Rapporto Enea 2005, le riserve provate ed estraibili a un costo massimo di 80 dollari/kg sono di circa 2 milioni di tonnellate, con le quali tutti i reattori esistenti potrebbero essere riforniti per altri 50 anni; aumentando i costi a 130 dollari/kg si potrebbero aggiungere altri 3 milioni di tonnellate.



Per ora, una fonte "alternativa" si sta rivelando quella militare – ha precisato in un recente convegno Giuseppe Onufrio, di Greenpeace Italia – con l'arrivo sul mercato del nucleare civile di alcune quantità di uranio altamente arricchito della prima generazione di bombe, che nel 2003 e nel 2004 sembra aver coperto circa la metà del combustibile presente sul mercato; però la maggior parte degli ordigni sono al plutonio, e non all'uranio arricchito, quindi anche questa fonte non è particolarmente corposa.

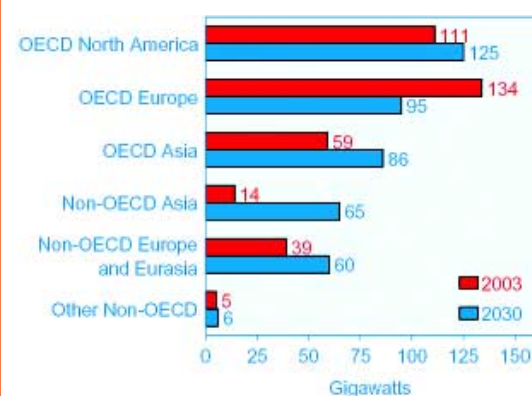
Un'altra alternativa, segnalata dal Rapporto Enea, potrebbe essere l'utilizzo di reattori alimentati a torio (elemento più abbondante dell'uranio) così che la disponibilità di combustibile nucleare a lunghissimo termine sarebbe ancora maggiore.

Il nucleare

Il nucleare è una scelta obbligata perchè praticabile, davanti allo sconvolgimento climatico e alla difficoltà crescente di approvvigionamento dei combustibili fossili? Di certo ha un suo fascino il fatto che da un pugno di metallo, da un chilo di uranio 235, si può ottenere l'energia di oltre 2 milioni di chili di carbone sporco. Però non è un'opzione facile nè immediata, visto che per mettere in funzione una centrale occorre almeno una decina d'anni, affrontando costi che nessuno riesce ancora a identificare con certezza.

Le stime parlano di un costo d'impianto dai 1.750 ai 2 mila dollari al chilowatt (cioè da cinque a sei volte quello di una centrale a gas di pari potenza), ma una serie di parametri non sono mai sicuri: i tempi di costruzione, perchè in molti casi il sito prescelto non si è rivelato così buono, e quindi il progetto è stato modificato in corso d'opera per rafforzarne la sicurezza; il tasso di sconto effettivo del capitale; la vita utile dell'impianto; i costi effettivi di smantellamento, di cui solo da poco si cominciano ad avere dei dati (appunto perchè si comincia a smantellare i primi reattori); l'impatto potenziale degli incidenti gravi (è significativo che nessuna assicurazione copra i costi dei danni eventuali, ma solo il dan-

Crescita della capacità nucleare nel mondo 2003-2030



Fonte: EIA Energy Outlook 2006

no economico in fase di costruzione). Il nodo reale è che in mezzo secolo nessun paese ha trovato una soluzione per lo stoccaggio delle scorie radioattive – in Italia è ancora fresco il ricordo del caso Scansano, che ha bloccato l'ipotesi di un deposito per le scorie delle vecchie centrali (e di quelle ospedaliere) – e finché il costo finale della gestione delle scorie non è noto, anche i costi della produzione nucleare rimangono incerti. Secondo stime fatte nella seconda metà degli anni Novanta, solo per incapsulare e disporre in condizioni di sicurezza le scorie, si dovranno spendere oltre 110 miliardi di dollari negli Stati Uniti; in Germania si calcola che il 60 per cento delle spese di disattivazione e smantellamento sia rap-

presentato proprio dalla gestione dei rifiuti, anche se quelli altamente radioattivi rappresentano solo il 3 per cento di quanto deriva dalla dismissione degli impianti.

Scenari ottimistici?

Comunque, a fronte di un raddoppio della richiesta di energia elettrica previsto a livello mondiale per il 2030, e alla necessità/volontà di rispettare i vincoli del Protocollo di Kyoto, ha buon gioco chi,

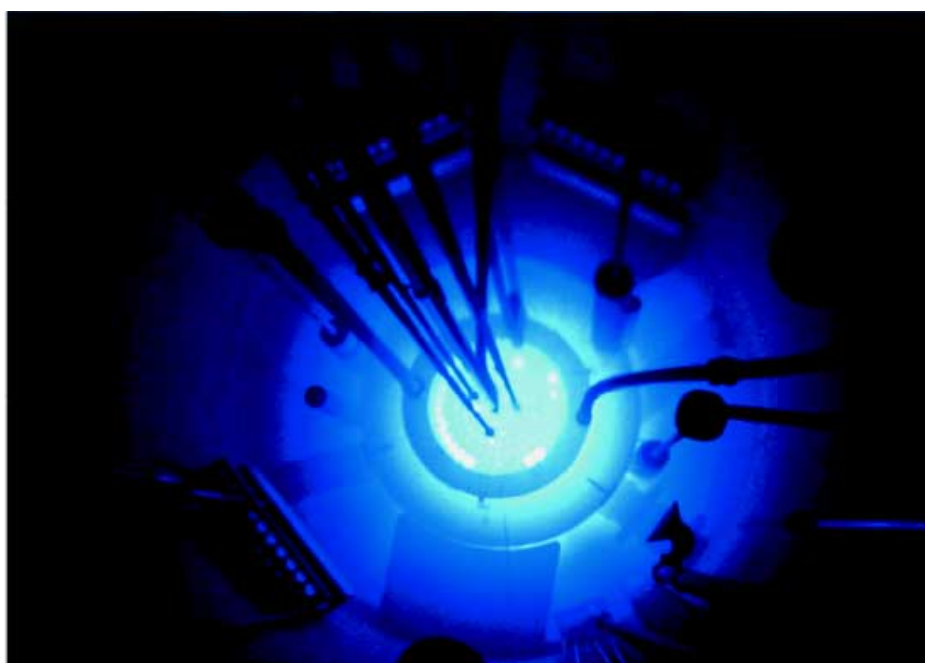
come il World Energy Council, ritiene che l'unica risposta realistica sia triplicare la capacità nucleare entro il 2050 e raggiungere una potenza elettrica installata di circa 1 milione di MWe, a fronte degli attuali 369 mila MWe.

Un'enormità, considerando che parallelamente bisogna sostituire almeno 200 mila MWe prodotti dalle vecchie centrali ormai alla fine della vita utile: per raggiungere questo obiettivo da oggi al 2050 andrebbero progettati e costruiti reattori per oltre 800 mila MWe, che in media significa circa 800 impianti da 1.000 MWe (oggi ne esistono 441, con potenza variabile da 40 a più di 1.000 MWe), realizzati con un ritmo annuo superiore a quello del periodo 1960-1980. Per questo, il Rapporto Enea 2005 prefigura un mercato potenziale superiore ai mille miliardi di euro, che spiega le grandi manovre già in corso a livello mondiale per alleanze e acquisizioni nell'industria elettromeccanica e nucleare.

Situazione attuale

Per ora le certezze riguardano i 441 reattori presenti nel mondo nel 2006, per una produzione di energia elettrica, nel 2006, di 2.626 miliardi di kWh, pari a circa il 16 per cento della produzione elettrica mondiale (il 25 per cento se si considerano i soli Paesi Ocse e il 35 per cento per l'Unione Europea).

Inoltre, secondo i dati della World Nuclear Association, al maggio 2006 risultano in costruzione 27 nuovi reattori (per una potenza di 21 mila MWe), altri 38



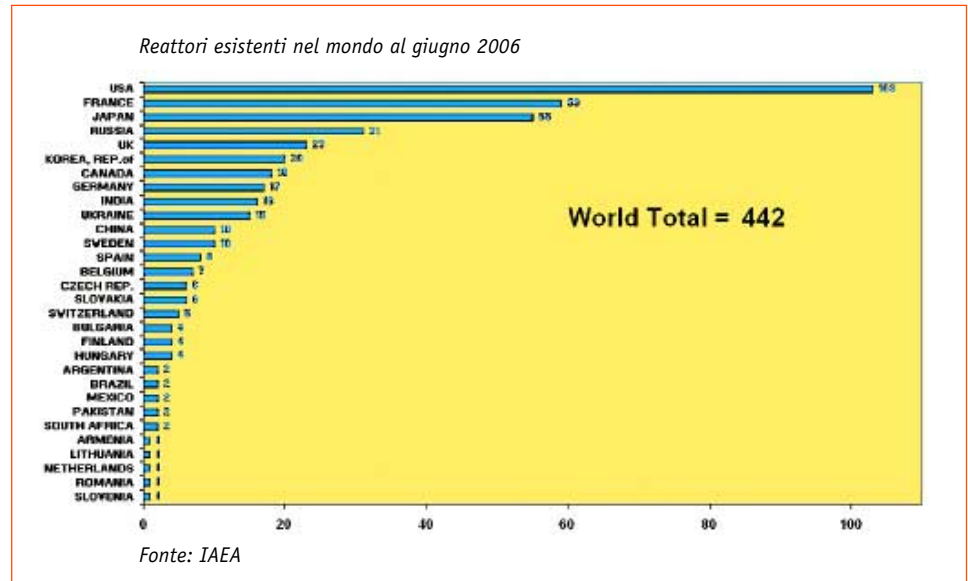
sono in ordinazione o pianificati (per 40 mila MWe), e 115 sono proposti (per oltre 83 mila MWe).

In realtà il settore non è così vitale come sembra, perchè nel complesso copre solo il 7 per cento del fabbisogno energetico mondiale e da oltre 25 anni non vede nuove commesse nei Paesi occidentali; è solo negli ultimi dieci anni che si registrano nuovi impianti, una quarantina, essenzialmente in Estremo Oriente, mentre nel decennio 1980-1989 ne erano stati inaugurati 209.

Per il resto ci si è dedicati al miglioramento della gestione e del funzionamento di quelli esistenti, dei quali è stata di fatto allungata la vita utile, che può raggiungere i 50 anni circa (ma quelli dell'ex Unione sovietica erano programmati per poco più di 20): l'età media dei reattori in funzione è di circa 21 anni e anche se alcuni paesi hanno innalzato i limiti legali di anzianità, difficilmente i 27 reattori in costruzione compenseranno la graduale dismissione degli oltre 90 che hanno superato i trent'anni di vita.

Piani di sviluppo in Asia

Ancora oggi – si ricorda nel Rapporto Enea – è soprattutto l'Asia a dimostrare la massima dinamicità: la Cina programma di quintuplicare la sua potenza elettronucleare dagli attuali 7.500 MWe a 36 mila MWe nel 2020; l'India, che ha circa 2.900 MWe nucleari installati, prevede di decuplicarli entro il 2022, e centuplicarli entro la metà del secolo; la Federazione Russa conta di raddoppiare la sua potenza installata, passando dagli attuali 22 mila MWe a 40 mila-45 mila MWe nel 2020, con investimenti che dovrebbero essere coperti almeno in parte da Gazprom, perchè il nucleare produrrebbe tutta l'energia elettrica necessaria a livello nazionale, mentre i combustibili fossili sarebbero destinati interamente al commercio estero (invece di cederlo a prezzi "politici" per la produzione domestica); in Giappone, le strategie energetiche a lungo termine, messe a punto anche per rispondere ai vincoli del Protocollo di Kyoto, puntano a raddoppiare la potenza nucleare installata entro il 2050, raggiungendo i 90 mila MWe, per coprire il 60



Reattori per la produzione di elettricità nel mondo

Nazione	PRODUZIONE energia elettr. al 2005		REATTORI ATTIVI al maggio 06		REATTORI IN COSTRUZIONE al maggio 06		REATTORI PIANIFICATI al maggio 06		REATTORI PROPOSTI al maggio 06		RICHIESTA DI URANIO al 2006 tonnes U
	billion kWh	% e	No.	MWe	No.	MWe	No.	MWe	No.	MWe	
USA	780,5	19,0	103	98.054	1	1.065			13	17.000	19.715
France	430,9	79,0	59	63.473			1	1.630	1	1.600	10.146
Japan	280,7	29,0	55	47.700	1	866	12	14.782			8.169
Russia	137,3	16,0	31	21.743	4	3.600	1	925	8	9.375	3.439
United Kingdom	75,2	20,0	23	11.852				0			2.158
Korea RO (South)	139,3	45,0	20	16.840			8	9.200			3.037
Canada	86,8	15,0	18	12.595			2	1.540			1.635
Germany	154,6	31,0	17	20.303				0			3.458
India	15,7	2,8	15	2.993	8	3.638			24	13.160	1.334
Ukraine	83,3	49,0	15	13.168			2	1.900			1.988
China	50,3	2,0	10	7.587	5	4.170	5	4.600	19	15.000	1.294
Sweden	69,5	45,0	10	8.938							1.435
Spain	54,7	20,0	8	7.442							1.505
Belgium	45,3	56,0	7	5.728							1.075
Taiwan	38,4	20,0	6	4.884	2	2.600					906
Czech Republic	23,3	31,0	6	3.472					2	1.900	540
Slovakia	16,3	56,0	6	2.472					2	840	356
Switzerland	22,1	32,0	5	3.220							575
Finland	22,3	33,0	4	2.676	1	1.600					473
Bulgaria	17,3	44,0	4	2.722			2	1.900			253
Hungary	13,0	37,0	4	1.755							251
Argentina	6,4	6,9	2	935	1	692					134
Pakistan	1,9	2,8	2	425	1	300			2	1.200	64
Brazil	9,9	2,5	2	1.901			1	1.245			336
Mexico	10,8	5,0	2	1.310					2	2.000	256
South Africa	12,2	5,5	2	1.842			1	165	24	4.000	329
Romania	5,1	8,6	1	655	1	655			3	1.995	176
Slovenia	5,6	42,0	1	676							144
Armenia	2,5	43,0	1	376					1	1.000	51
Lithuania	10,3	70,0	1	1.185					1	1.000	134
Netherlands	3,8	3,9	1	452							112
Iran					1	915	2	1.900	3	2.850	
Korea DPR (North)					1	950	1	950			
Egypt									1	600	
Indonesia									4	4.000	
Israel									1	1.200	
Turkey									3	4.500	
Vietnam									2	2.000	
Totale	2.626	16	441	369.374	27	21.051	38	40.737	115	83.620	65.478

Fonte: World Nuclear Association, 31 maggio 2006

per cento della produzione elettrica totale, oltre alla produzione di circa 20 mila MW-termici di calore di origine nucleare per la produzione di idrogeno.

Incentivi Usa

Per quanto riguarda gli Stati Uniti, si punta ad aumentare la produzione di energia elettrica da nucleare, oggi al 20 per cento (con 103 impianti, per una potenza installata di 98 mila MWe), incentivando la costruzione di impianti avanzati ad acqua leggera, quelli di cosiddetta terza generazione, e procedendo nel progetto dei reattori di quarta generazione.

Per questo, lo scorso anno si sono introdotte agevolazioni e incentivi pubblici, con una legge che prevede, tra l'altro: il rinnovo per 20 anni di una superassicurazione per i gestori degli impianti nucleari; un finanziamento di circa 6 miliardi di dollari che comprende un sussidio di 1,8 centesimi di dollaro al chilowattora per nuovi impianti, fino a 6 mila megawatt (coprendo sostanzialmente i costi operativi); mutui agevolati per la realizzazione di nuovi impianti, fino

all'80 per cento del costo del progetto. Ci sono poi circa 3 miliardi di dollari per ricerca e sviluppo, incluso 1,25 miliardi di dollari per la costruzione a Idaho Falls di un impianto nucleare di nuovo tipo, parte integrante di un accordo internazionale, promosso dagli Usa, per lo sviluppo su larga scala di nuove tecnologie per la produzione di energia e la salvaguardia dell'ambiente, come la combustione di combustibili fossili con sequestro dell'anidride carbonica e, soprattutto, i reattori nucleari di nuova generazione, dei quali si pensa di mettere a punto un prototipo nel 2025, da commercializzare nel 2030, se la risposta sarà positiva.

Di fatto, nel mercato più liberalizzato del mondo, si sussidia un settore che in realtà non ha ordinativi per nuovi impianti dal 1978, con l'ultima centrale entrata in funzione nel 1995: il 90 per cento degli investimenti sono stati fatti solo per allungare la vita delle centrali esistenti, che per il 40 per cento rischiano la chiusura a causa degli alti costi, tanto che secondo una rapporto del Department of Energy (Doe) il 31 per cento dell'attuale capacità produttiva sarà smantellata entro il 2015.

Europa in bilico

Nell'Europa occidentale sono in funzione 134 impianti nucleari, con una potenza installata di circa 124 mila MWe, che salgono a 157 impianti e 137 mila MWe se si includono i Paesi dell'Est, senza contare i 15 impianti dell'Ucraina, che portano il totale a 172 impianti per mille MWe complessivi.

Nell'Unione Europea il 35 per cento dell'elettricità viene dal nucleare, con punte del 79 per cento in Francia, seguita a distanza da Belgio (56 per cento), Svezia (52 per cento), Germania (31 per cento); fra i Paesi che si preparano ad entrare nell'Unione, la produzione è del 70 per cento in Lituania, del 56 per cento nella Repubblica Slovacca e del 42 per cento in Slovenia.

Ma va segnalato che ci sono anche molti Stati che non usano il nucleare e non hanno in programma di farlo, mentre quattro fra quelli che lo usano (Germania, Belgio, Svezia e Olanda) hanno deciso di chiudere gli impianti esistenti; di fatto, sono solo due le nuove centrali programmate nell'Europa occidentale (in Francia e Finlandia), contro le 11 nei paesi dell'Est europeo, dove circa la metà di quelle attiva ha da 20 a 33 anni, realizzate con tecnologie sovietiche obsolete. La Finlandia, dopo un lungo dibattito, nel 2002 ha deciso la costruzione della sua quinta centrale nucleare, ritenendo che l'unica soluzione realistica in assenza di energie alternative sufficienti – né sole né vento adeguati – sia quella di portare dall'attuale 30 per cento fin quasi al 50 per cento la frazione di energia elettrica di origine nucleare; così, nel dicembre 2003 è stato firmato, con la francese Areva e la tedesca Siemens, il contratto per la costruzione di un reattore di terza generazione (del tipo Epr, European Pressurized-Water Reactor) da 1.600 MWe.

Francia e Italia

La Francia ha annunciato la decisione di costruire a Flamanville, in Normandia, il suo primo reattore di terza generazione, del tipo Epr, al quale ne seguiranno altri che potranno gradualmente sostituire quelli che via via arriveranno a fine vita;

Reattori nucleari in Europa al 2006

Nazione	Produzione energ. elettr. al 2005		Reattori attivi al maggio 06		Reattori in costruzione al maggio 06		Reattori pianificati al maggio 06		Reattori proposti al maggio 06		Richiesta di Uranio al 2006 tonnes U
	billion kWh	% e	No.	MWe	No.	MWe	No.	MWe	No.	MWe	
France	430,9	79,0	59	63.473			1	1.630	1	1.600	10.146
United Kingdom	75,2	20,0	23	11.852				0			2.158
Germany	154,6	31,0	17	20.303				0			3.458
Sweden	69,5	45,0	10	8.938							1.435
Spain	54,7	20,0	8	7.442							1.505
Belgium	45,3	56,0	7	5.728							1.075
Switzerland	22,1	32,0	5	3.220							575
Finland	22,3	33,0	4	2.676	1	1.600					473
Netherlands	3,8	3,9	1	452							112
Totale UE	878,4		134	124.084	1	1.600	1	1.630	1	1.600	20.937
Slovenia	5,6	42,0	1	676							144
Slovakia	16,3	56,0	6	2.472					2	840	356
Romania	5,1	8,6	1	655	1	655			3	1.995	176
Lithuania	10,3	70,0	1	1.185					1	1.000	134
Hungary	13,0	37,0	4	1.755							251
Czech Republic	23,3	31,0	6	3.472					2	1.900	540
Bulgaria	17,3	44,0	4	2.722			2	1.900			253
Totale Est	77,9		23	12.937	1	655	2	1.900	8	5.735	1.854
Totale UE+Est	956,3		157	137.021	2	2.255	3	3.530	9	7.335	22.791
Ukraine	83,3	49,0	15	13.168			2	1.900			1.988
Totale Europa	1.039,6		172	150.189	2	2.255	5	5.430	9	7.335	24.779

Fonte: Elaborazione da dati del World Nuclear Association, 31 maggio 2006

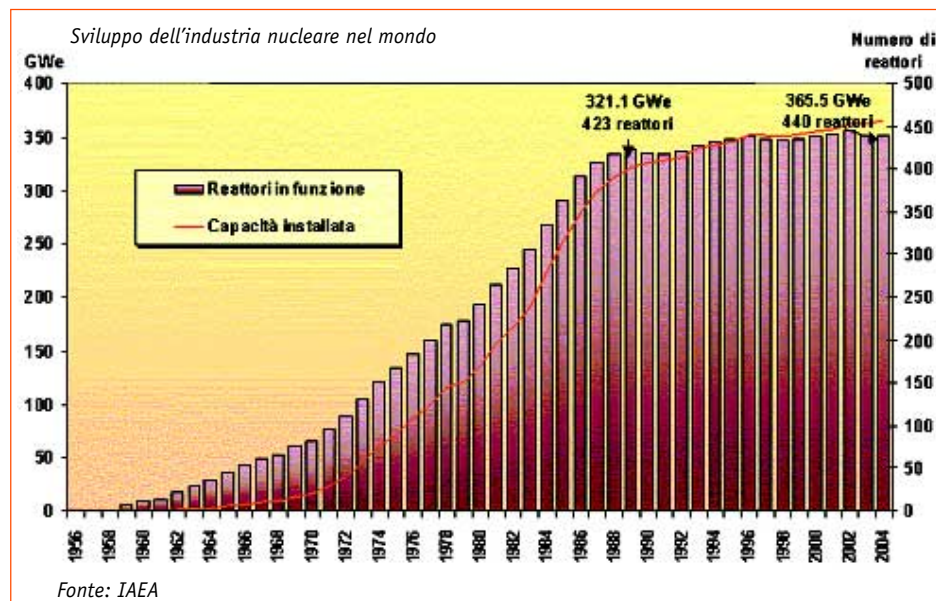
alla costruzione e alla gestione di questo impianto partecipano anche società elettriche tedesche e l'Enel (per il 12,5 per cento dell'investimento).

Questo però è tutto, perchè dal 1998 la Francia ha abbandonato l'idea dei reattori veloci Superphenix, che puntava a utilizzare l'uranio 238 (più abbondante in natura dell'uranio 235): l'impianto è fallito dopo cinquanta mesi di funzionamento a singhiozzo, con pesanti strascichi economici, anche per l'Italia, che all'inizio degli anni Ottanta ha investito almeno 5 mila miliardi nel 33 per cento del progetto (oggi la Corte dei conti francese stima in circa 2 miliardi di euro i costi per il suo smantellamento, da effettuare in 25 anni).

E i possibili investimenti in Italia? "Chi vuole fare il nucleare nel nostro Paese ci dica dove e poi ne parliamo" – ha dichiarato recentemente Gaetano Benedetto, Segretario aggiunto del Wwf Italia –, mettendo in evidenza i nodi della localizzazione delle infrastrutture, senza però dimenticare i costi elevati della scelta nucleare e il fatto che ancora oggi non sono stati risolti i problemi di ieri, dei vecchi impianti mai entrati in esercizio. Come sottolineava nell'aprile scorso Pierluigi Bersani, neo Ministro dello Sviluppo economico, chi dispone di impianti nucleari fa bene a tenerli, ma chi non li ha è costretto a riavviare un piano nucleare che è assolutamente fuori mercato, costoso, senza considerare i limiti dal punto di vista del trattamento delle scorie; bisogna però partecipare alla ricerca per gli impianti di nuova generazione – continuava Bersani – perchè l'Italia non deve restare fuori da questo ambito scientifico e tecnico. Non a caso l'Enel investe in Francia e fa acquisizioni nella Repubblica Slovacca e Romania.

Fra fissione e fusione

Lo sviluppo dei reattori a fissione nucleare è oggi alla terza generazione, alcuni, come l'Abwr (Advanced Boiling Water Reactor) già in funzione in Giappone, o l'Epr (European Pressurized Water Reactor) in costruzione in Finlandia e in Francia; esiste poi una classe di reattori evolutivi – noti come reattori di Genera-



zione III+ o International Near Term Deployment (Intd) – che si prevede siano disponibili fra il 2010 e il 2015; i reattori di quarta generazione, invece, sono ancora allo stadio concettuale e si prevede che possano diventare operativi fra non meno di 30 anni. La maggior parte della ricerca sembra comunque orientata verso sistemi che permettano il ritrattamento del combustibile irradiato e l'estrazione di una quantità maggiore di energia dall'uranio naturale, fino a 100 volte (e quindi raggiungere una disponibilità di millenni), riducendo al tempo stesso le scorie. Parallelamente, prosegue la ricerca sui sistemi a fusione nucleare, che cerca di riprodurre in uno spazio limitato e rapidamente le reazioni che avvengono nel sole e nelle altre stelle (in spazi planetari e con estrema lentezza), producendo una enorme quantità di energia che, a parità di sostanze reagenti, è milioni di volte più grande di quella liberata nelle reazioni chimiche (combustione).

Però, per ottenere in laboratorio la fusione termonucleare controllata è necessario riscaldare un plasma di deuterio-trizio a temperature di 100 milioni di gradi, più di sei volte la temperatura all'interno del sole, mantenendolo confinato in uno spazio limitato per un tempo sufficiente a che l'energia liberata dalle reazioni di fusione possa compensare sia le perdite, sia l'energia usata per produrlo.

Nel giugno 2005 quasi tutti i principali paesi del mondo hanno deciso la costruzione a Cadarache, in Francia, del reattore sperimentale Iter (International Thermonuclear Experimental Reactor), con il quale si tenterà di produrre almeno 500 MW di potenza di fusione per almeno 400 secondi, e di operare una parziale integrazione delle tecnologie e dei sistemi del futuro reattore commerciale.

La costruzione dell'Iter dovrebbe iniziare nel 2006 e durerà circa 10 anni, poi sono previste attività di ricerca per circa 20 anni.

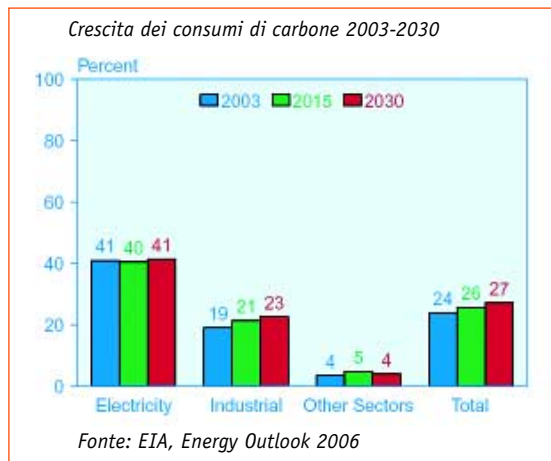


Il carbone

Il carbone è sicuramente un materiale fra i più accessibili ed economici e, come già segnalato, con ampie riserve disponibili, ma è anche quello con il più alto livello di emissioni di anidride carbonica (CO2) per unità di energia prodotta: per ottenere 1 kw di energia elettrica da carbone si produce una quantità di CO2 più che doppia rispetto a quella di un impianto a gas, tanto che viene ritenuto il principale responsabile della crescita abnorme di anidride carbonica in atmosfera, e quindi del cosiddetto "effetto serra".

Nonostante questo, proprio per la sua convenienza e disponibilità, il 39 per cento dell'energia elettrica nel mondo è prodotta dal carbone, e lo sarà sempre di più, specie in India e Cina (entrambi forti produttori di carbone), dove lo sviluppo del settore termoelettrico ha già fatto aumentare il consumo negli ultimi anni e secondo l'agenzia Internazionale dell'Energia (Iea) crescerà costantemente fino a coprire, in questi due paesi, circa i due terzi dell'incremento complessivo previsto nel mondo per il 2030.

Nonostante i forti aumenti verificatisi negli ultimi due anni – conferma il Rapporto 2005 dell'Enea – il carbone è considerato ancora la fonte più conveniente



per la produzione di energia elettrica, perchè gli aumenti non hanno influito molto sul prezzo finale dell'elettricità, essendo la gran parte degli approvvigionamenti regolata da contratti di fornitura a lungo termine stipulati prima dei rialzi recenti.

Quindi sul carbone si gioca una partita difficile, dove si scontrano esigenze economiche e strategiche, perchè garantisce un miglior equilibrio nell'approvvigionamento dei combustibili senza incidere sui prezzi, e problemi di carattere ambientale di dimensioni non solo locali ma anche planetarie, che per i firmatari del Protocollo di Kyoto (fra cui l'Italia) potrebbero tradursi anche in sanzioni economiche.

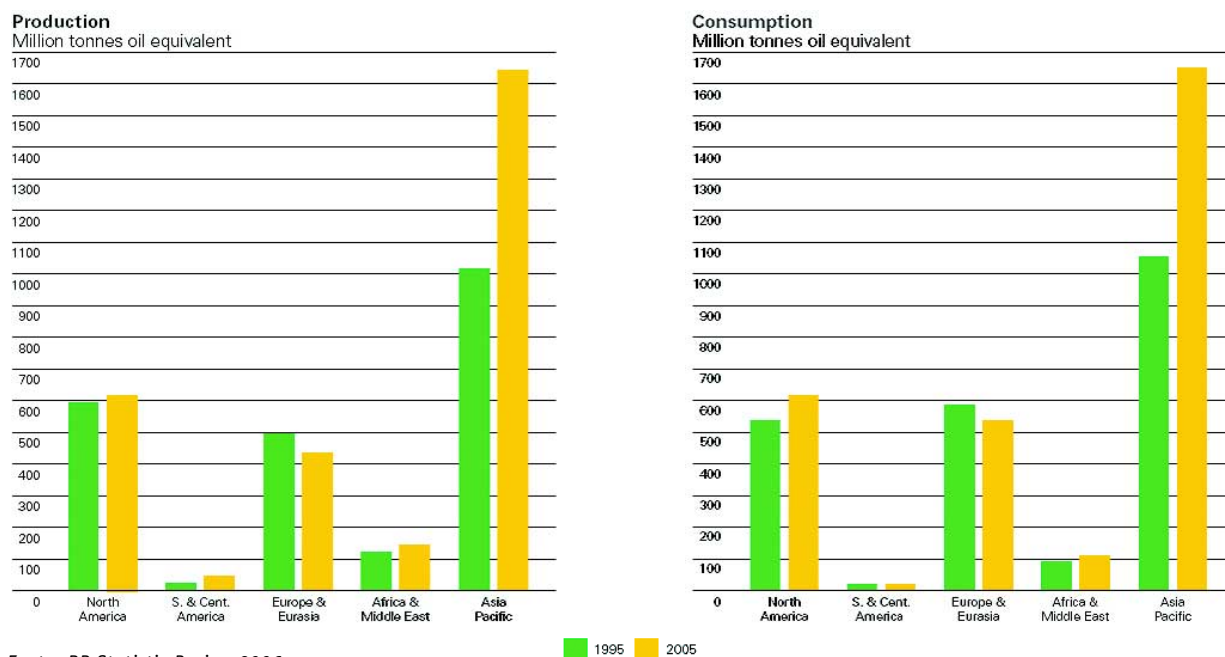
Fra economia e ambiente

In base al Protocollo di Kyoto, che è un trattato internazionale, l'Italia deve ridurre le emissioni annuali di gas serra del 6,5 per cento entro il periodo 2008-2012 rispetto al 1990 (ma sembra che nel frattempo le abbia aumentate dell'11,5 per cento), e il settore elettrico è responsabile per il 25 per cento (nel 2000) delle emissioni di CO2 nel nostro Paese.

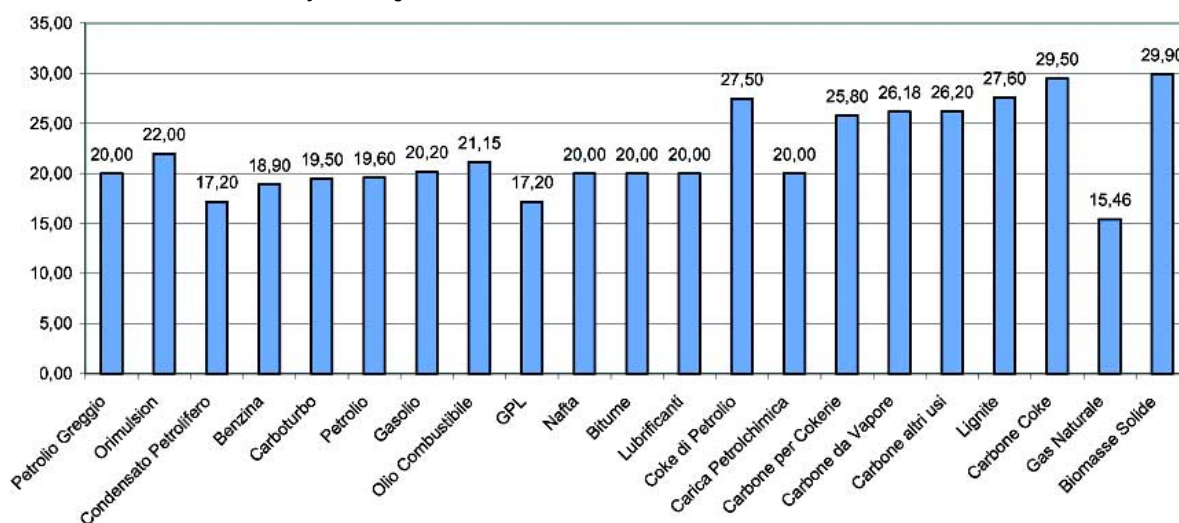
Per questo sembra una vera incongruenza puntare su un combustibile che produce più anidride carbonica di altri, così che ogni eventuale risparmio per la collettività potrebbe essere annullato quando nel 2012 il Protocollo di Kyoto entrerà in vigore e chi non ha rispettato i vincoli concordati dovrà pagare multe e crediti di emissione della CO2.

Fino ad ora sono pochi i paesi impegnati in questa direzione, la maggioranza ha anzi aumentato la produzione di sostanze inquinanti; per questo si moltiplicano le spinte – anche da figure insospettabili come il primo ministro inglese, Tony Blair – a ignorare le indicazioni del Protocollo e a guardare più agli aspetti economici e strategici, investendo nel nucleare e nel carbone per sostituire il petrolio.

Produzione e consumo di carbone 1995-2005



Fattori di emissione delle fonti energetiche



Fonte: ENEA su riferimento IPCC

Un'altra delle argomentazioni a favore di un rilancio del carbone è che ridurrebbe i costi del sistema di produzione energetica facendo diminuire il costo del chilowattore e rendendo più competitivo il mercato elettrico italiano; la cosa però non è certa, perchè in un sistema a rete, dove converge l'insieme dell'energia prodotta in un Paese, il costo del chilowattore all'utente finale è determinato da una valutazione di mercato dove si considera il costo più caro, non il meno caro.

È invece vero che lo fa diminuire ai gestori degli impianti, nella media della loro produzione, perchè potranno acquistare un combustibile oggi meno costoso del petrolio, con margini sufficienti per compensare i costi di adeguamento degli impianti con le tecnologie necessarie ad abbattere gli inquinanti.

In ogni caso si stanno aprendo breccie anche fra chi ha posizioni decisamente contrarie all'uso del carbone, come le associazioni ambientaliste, tanto che alcuni lo ritengono accettabile in un'ottica di transizione da un sistema basato sulle fonti esauribili a uno incentrato sulle rinnovabili.

La domanda però rimane: ne vale la pena? Il carbone, come il nucleare, può essere una soluzione valida?

Oggi i principali paesi dell'Unione europea, ad eccezione dell'Italia, utilizzano il carbone come primo o secondo combustibile per la propria produzione di ener-

gia elettrica; perfino in Olanda, che ha imponenti riserve di gas, la quota di produzione di energia elettrica da carbone è del 42 per cento e la Commissione europea prevede che nel 2010, sul totale della produzione termoelettrica della Comunità, la quota del carbone conserverà una media del 32 per cento, rispetto alla quale l'Italia è ancora abbondantemente al di sotto.

Nel medio-lungo periodo però – ricorda l'Enea – è innegabile che la competitività del carbone dovrà confrontarsi, oltre che con gli aumenti del prezzo, anche con

quanto previsto dal Piano nazionale di assegnazione delle quote di emissioni di gas serra, in accordo alla direttiva europea 2003/87/CE, e dall'altro, appunto, dagli impegni del Protocollo di Kyoto e i relativi costi.

La sponda tecnologica

Una via d'uscita, su cui puntano sia i Governi che le imprese per rilanciare il carbone potrebbe essere quella tecnologica, cioè lo sviluppo di soluzioni in grado di abbattere l'emissione di inqui-



nanti e rendere quindi accettabile il carbone anche dal punto di vista ambientale. È una scommessa, che però si scontra con problemi ambientali seri dell'oggi, perchè se è probabile la forte riduzione di ossidi di zolfo e di azoto e di PM10 rispetto alle attuali centrali a olio combustibile, grazie a nuove e costose tecnologie, sembrerebbe altrettanto vero che continuerebbero a produrre quantità di anidride carbonica molto superiori a qualunque altro impianto dove bruciano combustibili fossili (olio combustibile, orimulsion o gas naturale).

Ma la scommessa si scontra anche con problemi che vanno al di là dell'inquinamento prodotto dalla combustione, perchè le possibili soluzioni sono ancora allo studio e in certi casi non si è sicuri che siano tecnologicamente affidabili, o auspicabili, come il cosiddetto "sequestro di carbonio", cioè la cattura da fonti industriali della CO₂ e il successivo stoccaggio nel sottosuolo.

Soluzioni per l'oggi

A Brescia, dalla fine degli anni Ottanta è in funzione una centrale termoelettrica a carbone allacciata alla rete di teleriscaldamento, a soli 2 chilometri dal centro della città e in prossimità di quartieri densamente popolati, collocata in questa posizione per la necessità di minimizzare le perdite della rete di calore.

La caldaia alimenta infatti il terzo grup-

po di cogenerazione della centrale di teleriscaldamento Lamarmora dell'Azienda Servizi Municipalizzati di Brescia, e viene da tutti indicata come un modello di centrale a carbone pulito (così come l'impianto vicino è indicato come inceneritore modello).

Qui spiccano l'efficienza degli impianti di depurazione dei fumi per l'abbattimento delle polveri e degli ossidi di zolfo e di sistemi per la riduzione della formazione di ossidi di azoto, ma anche il tipo d'impianto per lo scarico, la movimentazione e lo stoccaggio del carbone, chiuso e tenuto in depressione per evitare la dispersione di polveri all'esterno, affiancato da sistemi simili per l'evacuazione delle ceneri e dei prodotti esausti del desolfatore (le ceneri sono poi utilizzate da un vicino cementificio e il residuo del desolfatore è impiegato per la produzione di malte impermeabili).

Questo è un punto fermo del carbone "pulito" in Italia, oggi, così come sono il moltiplicarsi delle proposte di nuovi impianti o la riconversione di quelli esistenti, avanzate sia da Enel che da altri operatori, come Edipower a Brindisi Nord ed Endesa a Fiumesanto, con investimenti che, secondo Enel, dovrebbero far crescere la produzione elettrica nazionale da carbone dal 9 al 12 per cento.

Enel in particolare – mentre procede in interventi di riqualificazione ambientale delle centrali di Porto Marghera e di Fusina, che già oggi utilizzano carbone,

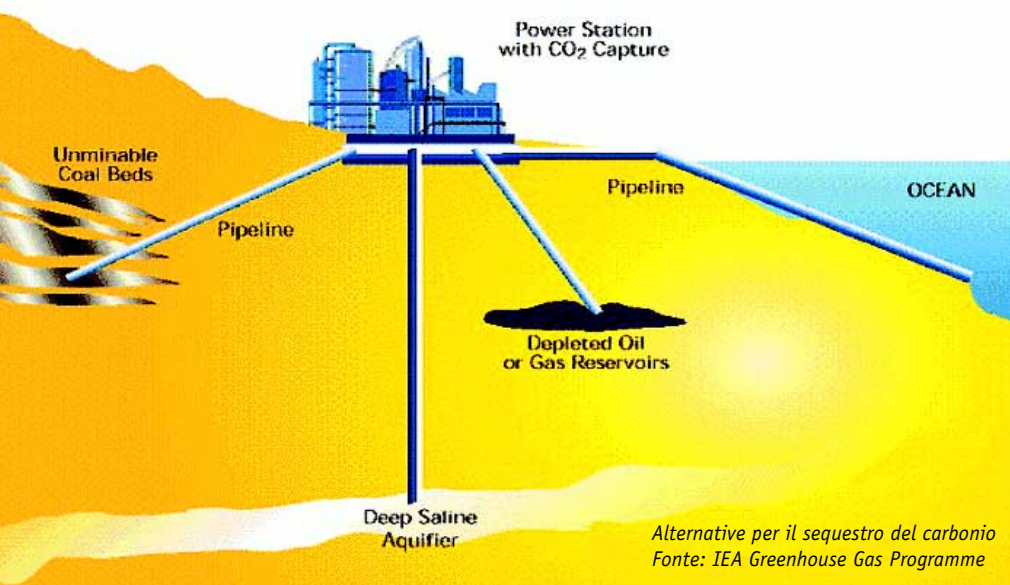
per migliorare il sistema di trattamento fumi e ridurre le emissioni al camino e gli scarichi termici in laguna – ha deciso di investire sulla centrale di Torrevaldaliga Nord (Civitavecchia), dove si progetta di riconvertire tre delle quattro sezioni a olio e si fa ricorso a caldaie e turbine ad altissimo rendimento, sul modello di quanto avviene nella centrale di Aalborg, a nord di Copenhagen, grazie alle quali si utilizza meno combustibile rispetto all'impianto attuale, a parità di kWh prodotti.

Enel inoltre sta installando a Sulcis, in Sardegna, un impianto a letto fluido circolante, con un rendimento superiore al 42 per cento, che utilizzerà anche carbone locale: consiste nella combustione del carbone in un letto di materiale inerte fluidificato da un flusso di aria, che consente la desolfurazione in sito durante la combustione, limitate emissioni di ossidi di azoto (grazie a temperature di combustione non elevatissime, di circa 850 gradi), l'elevato scambio termico, la possibilità di utilizzare carboni con alto contenuto di zolfo e ceneri, oltre che biomasse e combustibili derivati da rifiuti anche in co-combustione.

Di fatto, secondo gli esperti del settore, lo sviluppo tecnologico degli ultimi anni consente di limitare le emissioni degli impianti a carbone agli stessi livelli di quelle prodotte da impianti alimentati da combustibili liquidi.

I particolare, attraverso nuove tecnologie come denitrificatori, desolfatori, depolverizzatori è migliorata l'efficienza dei sistemi di abbattimento dei fumi e delle emissioni di polveri, ceneri volatili, ossidi di azoto (NO_x) e ossidi di zolfo, anidride solforosa (SO₂), con il risultato di rendere gli impianti attuali in linea con quanto previsto dalla normativa sulle emissioni.

Ma soprattutto si è fatto un salto di qualità con le nuove tecnologie di combustione e di utilizzo calore prodotto: con bruciatori e caldaie speciali, come appunto quelle di Aalborg, Enel sostiene che è possibile ottenere vapore con temperature e pressioni altissime e le turbine (quelle di nuova generazione chiamate iper-super-critiche) lavorano con maggiore efficienza.



Tecnologie emergenti

Per il futuro si parla di soluzioni, non ancora pronte per il mercato, che consentono rendimenti fino al 50 per cento, come ad esempio gli impianti Igcc (Integrated Gasification Combined Cycle - integrati per gassificazione e ciclo combinato) e gli impianti integrati di gassificazione/celle a combustibile (Mfc o Sofc); altre tecnologie innovative promettenti sono quelle che hanno l'obiettivo di ricavare dal carbone combustibili liquidi per la trazione e altri prodotti chimici a costi competitivi con gli analoghi prodotti derivati dal petrolio.

L'Igcc consiste nella gassificazione del carbone - trasformato in un gas di sintesi (syngas) composto da idrogeno, monossido di carbonio e altre sostanze - e nel suo utilizzo in un ciclo combinato per la produzione di energia, bruciandolo in una turbina a gas, utilizzando poi i fumi caldi in una caldaia di recupero del calore per produrre vapore e muovere una seconda turbina; in questo modo è possibile ridurre gli inquinanti, depurando il gas prima della combustione; inoltre consente di prefigurare la produzione di impianti a emissioni vicine allo zero, catturando e separando la CO₂ contenuta nel syngas, che risulterebbe composto essenzialmente da idrogeno, vapore d'acqua, con tracce di CO, CO₂, azoto.

Secondo il Rapporto Enea, l'Igcc rappresenta l'opzione primaria per l'uso efficiente ed ecologico del carbone, per ora però ci si scontra con il costo elevato degli impianti e sono necessari ancora perfezionamenti per la tecnologia della gassificazione, in particolare per quanto riguarda la depurazione dei gas a caldo (gas cleaning), la produzione di ossigeno per frazionamento dell'aria e l'integrazione con il ciclo combinato.

Negli impianti integrati gassificazione/celle a combustibile, il gas ottenuto dal carbone

(che contiene idrogeno) va ad alimentare celle a combustibile, promettendo rendimenti particolarmente alti, ma per ora presentano molti limiti e non ci sono ancora applicazioni commerciali.

Il sequestro di carbonio

Una strada completamente diversa è quella avviata recentemente, all'inizio del nuovo secolo, per il cosiddetto "sequestro" geologico di anidride carbonica, che non guarda ai sistemi di produzione, quindi efficienza degli impianti e riduzione delle emissioni, ma allo sviluppo di tecnologie che riducano l'impatto ambientale del carbone o contribuiscano a ridurre l'effetto serra.

Si tratta infatti di un filone di ricerca che, prendendo atto del problema - cioè le emissioni di anidride carbonica - punta a evitare il passaggio in atmosfera catturando il CO₂ direttamente all'interno degli impianti per poi trasferirlo nel sottosuolo, ad esempio nei giacimenti di petrolio e gas naturale (esauriti o ancora in uso), o nelle formazioni geologiche porose sature di acqua salata (i cosiddetti acquiferi salini), o nei giacimenti carboniferi profondi; è stata considerata anche la possibilità di immetterlo negli oceani, a grandi profondità, ma l'ipotesi non sembra avere avuto seguito, per i possibili danni che l'aumento dell'acidità delle acque porterebbe agli ecosistemi marini.

Questi sistemi potrebbero rendere nuovamente appetibile il carbone, almeno nel mondo occidentale, ma sono ancora allo studio e la soluzione non è a breve, nè è certo che sia auspicabile o tecnologica-

mente affidabile.

Per avere successo, infatti, devono essere competitivi in termini di costi rispetto alle attuali alternative per il contenimento dei gas serra (fonti rinnovabili e i miglioramenti di efficienza dei processi di produzione), e per ora non lo sono, ma devono anche garantire uno stoccaggio nel sottosuolo stabile e di lungo termine, ed essere ambientalmente compatibili. Oggi la migliore opportunità sembra essere quella di immissione di CO₂ in giacimenti di petrolio o gas naturale, perchè i costi sarebbero bassi in rapporto ai ricavi dovuti al recupero di petrolio o gas, tanto più che si aumenta la produzione di idrocarburi in quei giacimenti dove la pressione esistente non ne consente una fuoriuscita adeguata.

I rischi maggiori del sequestro geologico di carbonio non sono legati tanto alle possibili fuoriuscite durante le diverse fasi di cattura, trasporto e iniezione nel sottosuolo, considerando che si tratta di pratiche ben testate nel settore petrolifero, quanto al rilascio in atmosfera dal sito di stoccaggio, perchè la CO₂ può diventare pericolosa se il suo rilascio avviene molto rapidamente e in spazi confinati, come ad esempio nelle eruzioni vulcaniche.

Però gli esperti sottolineano che un pozzo per l'iniezione di anidride carbonica tende a disperdere la CO₂ nella formazione geologica, non a concentrarla, e le eventuali perdite nella riserva sotterranea sono lente e diffuse.

Comunque oggi si è attivata un'ampia collaborazione internazionale - politica e tecnica - per lo sviluppo di tecnologie e di iniziative governative comuni, con un accordo internazionale promosso dagli Usa e siglato da altri 20 Paesi (fra cui l'Italia), che ha avuto un suo ulteriore rilancio nel 2004, in un incontro fra i Ministri dei Paesi firmatari, che hanno riaffermato l'impegno nei confronti del progetto.



L'idrogeno

L'idrogeno sembra l'uovo di Colombo del futuro energetico del mondo, perchè è il miglior combustibile che si conosca, con il più alto contenuto energetico specifico, cioè 30.000 kcal/kg (la sua combustione rende, a parità di peso, oltre tre volte il calore sviluppato dal petrolio) e il più "pulito", perchè il suo impiego come combustibile, tanto nell'industria che nei mezzi di trasporto, nei sistemi a combustione produce soltanto vapore acqueo e tracce di ossidi di azoto, o solo vapore acqueo se utilizzato con sistemi elettrochimici di produzione dell'energia.

Per questi motivi si presenta come l'elemento ideale di un sistema energetico sostenibile, in grado di soddisfare la domanda riducendo al tempo stesso gli effetti dannosi per l'ambiente; inoltre è l'elemento più diffuso in natura, essendo un componente dell'acqua, e quindi rappresenta una risorsa teoricamente disponibile ovunque e in grandi quantità, con enormi vantaggi in termini di produzione diversificata e decentrata, oltre che di sicurezza nelle forniture.

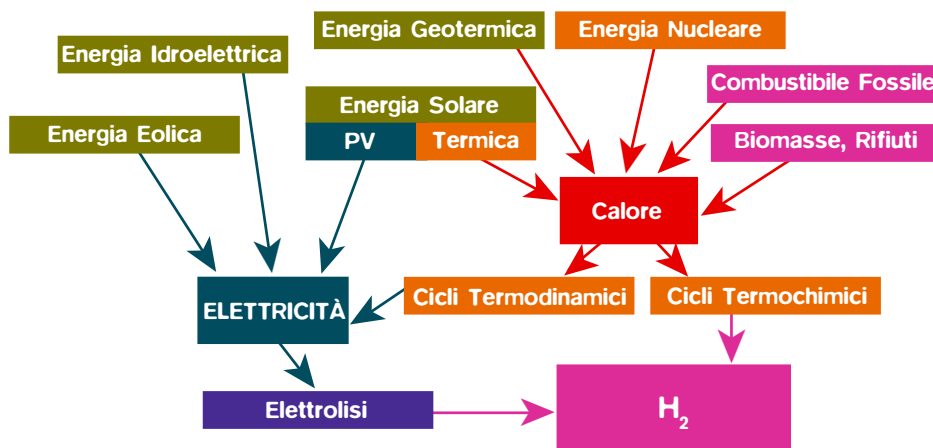
Paradossalmente però non è una fonte primaria, perchè è molto raro sulla Terra, a causa della sua estrema volatilità, e quindi deve essere prodotto con processi chimici e fisici che a loro volta richiedono l'uso di energia; inoltre è facilmente infiammabile, praticamente invisibile (essendo un gas inodore e incolore) e pericoloso in caso di perdite, cosa possibile perchè ha una viscosità bassa che rende molto probabili la fuga da materiali porosi, guarnizioni e tenute.

Per questo l'idrogeno si presenta come l'alternativa dei paradossi, dove il suo uso impone scelte difficili e costose giustificabili solo dai crescenti problemi ambientali del Pianeta e dalla situazione del petrolio, con i suoi costi crescenti e le risorse limitate.

Una fonte da produrre

Uno dei paradossi maggiori dell'idrogeno è che non è una materia prima, ma occorre estrarlo dai composti dove si trova in abbondanza – acqua, combusti-

Mapa dei sistemi principali per la produzione di idrogeno



bili fossili, sostanze minerali, organismi vegetali – rompendo il legame con l'ossigeno (nell'acqua) o con il carbonio (negli idrocarburi e nelle biomasse).

Per farlo è quasi sempre necessario utilizzare altre fonti energetiche, perchè nei tre tipi di produzione – termochimico (con l'uso di energia termica), elettrochimico (con energia elettrica) e biochimico (azione diretta su sostanze organiche da parte di organismi come alghe, microrganismi, batteri ecc.) – quello meno energivoro, cioè il biochimico, è ancora in fase di ricerca e la produzione è praticamente nulla, mentre per gli altri sistemi sono necessari il calore e l'elettricità, forniti quasi esclusivamente dai combustibili fossili, cioè idrocarburi, gas naturale e carbone.

Oggi nel mondo si producono circa 500

miliardi di metri cubi di idrogeno ogni anno, impiegati prevalentemente per usi industriali, dei quali – secondo dati Enel – circa 190 miliardi sono un sottoprodotto dell'industria chimica, mentre il resto deriva da combustibili fossili, attraverso processi di reforming, di ossidazione parziale, di pirolisi e di gassificazione, perchè si tratta delle uniche tecnologie economicamente competitive.

L'unica alternativa ambientalmente sostenibile è l'estrazione diretta dall'acqua attraverso l'elettrolisi, che è un processo industriale consolidato e consente di ottenere idrogeno praticamente puro, ma per farlo è necessaria un'elevata quantità di energia elettrica, con tutto quello che ne consegue in termini di costi e, ancora una volta, di emissioni inquinanti (se non per la quota prodotta da fonti rinnovabili e dal nucleare).

Di fatto, oggi, per ottenere quantità industrialmente utilizzabili da una fonte energetica pulita bisogna ricorrere a sistemi caratterizzati da emissioni di anidride carbonica, con il potenziale rischio che per produrre la stessa quantità di energia elettrica servirebbe un'emissione di CO2 superiore all'attuale; un'altro paradosso è che dal gas o dal carbone si produce idrogeno e dall'idrogeno elettricità, aggiungendo così un dispendioso passaggio intermedio.

Questo almeno per l'oggi e per i prossimi venti/trent'anni.

Un soluzione potrebbe venire dal sequestro geologico del carbonio, già citato come ipotesi per il rilancio del carbone, dove l'anidride carbonica viene seque-



strata proprio nella fase di produzione di idrogeno, cioè prima della combustione. Questo permette un migliore isolamento della CO₂ a un costo marginalmente inferiore rispetto al sequestro in impianti termoelettrici tradizionali, rendendo la produzione di elettricità via idrogeno una soluzione possibile.

La vera alternativa sembra essere però lo sviluppo di biotecnologie capaci di produrre materiali e processi per produrre idrogeno da materiali poveri, come rocce e radiazione solare, o nei geni degli organismi marini che permettono di convertire direttamente in idrogeno i raggi ultravioletti e l'acqua.

Economia o ambiente?

Più ancora del nucleare, quindi, l'idrogeno ha senso solo in un quadro di riduzione delle emissioni che renda accettabile un aumento dei costi.

Infatti, la produzione di energia elettrica da idrogeno costerà sempre di più di quella ricavata dai combustibili tradizionali, proprio perchè derivata da una fonte che a sua volta deve essere prodotta, e il suo sviluppo sembra più legato alle penalità fissate dal Protocollo di Kyoto – in termini di costo o di livelli di emissioni permessi – attribuite alle emissioni di CO₂, come già segnalato nel capitolo sul Carbone.

Nella realtà attuale le tecnologie sono ancora alle fasi sperimentali, ed anche nel settore dove le prospettive sembrano buone, come quello dei trasporti, le applicazioni richiederanno ancora molto tempo e un impatto non indifferente sul sistema attuale, con cambiamenti nei veicoli e soluzioni fattibili per lo stoccaggio e la distribuzione.

Come segnala il Rapporto 2005 dell'Enea, lo sviluppo dell'idrogeno come vettore comporta mutamenti sostanziali nel sistema energetico e richiede tempi lunghi – oltre che investimenti notevoli – per la messa a punto delle tecnologie e delle infrastrutture necessarie e la graduale introduzione nel mercato; richiede infatti miglioramenti sostanziali nelle tecnologie esistenti e la ricerca di sistemi innovativi per renderne l'impiego economico e affidabile nelle varie fasi della

catena tecnologica (produzione, trasporto, stoccaggio, utilizzo finale).

Di fatto l'utilizzo dell'idrogeno come combustibile non solo ha tempi lunghi – si parla di almeno 20/30 anni – ma può essere possibile solo con un forte sostegno pubblico (quadro politico-normativo, finanziamenti ecc.) e nell'ambito di ampie collaborazioni internazionali.

Trasporti e inquinamento

In attesa delle centrali a idrogeno, che per ora sono solo un'ipotesi scientifica, e dello sviluppo della produzione da fonti rinnovabili, le uniche prospettive concrete a breve termine riguardano il settore dell'autotrazione, tanto più che i veicoli con motori elettrici alimentati a idrogeno sono l'unica possibilità di riduzione in un settore caratterizzato da alti livelli di emissioni diffuse.

In questo settore si stanno sperimentando tre tipi di soluzioni – combustione diretta e distributori (Bmw); celle a combustibile; alimentazione a benzina, reforming e celle a combustibile – tutte con buone prospettive di trasformarsi in realtà nei prossimi anni.



Secondo alcuni esperti, come Raffaele Vellone, direttore del Progetto Idrogeno dell'Enea, la nuova era energetica basata sull'idrogeno è vicina, e già dal 2007 dovrebbero essere in circolazione i primi prodotti di mercato legati a questa tecnologia, ma una loro diffusione su larga scala dipenderà dal superamento del problema della affidabilità e dalla riduzione dei costi.

Anche in questo caso però i paradossi non mancano: come ha segnalato in un recente convegno Federico Butera, del Politecnico di Milano, per poter alimentare tutte le auto che l'industria automobilistica spera di continuare a produrre

nel mondo, occorre ottenere da fonte rinnovabile la stessa quantità di energia di petrolio che si utilizza oggi, per questo, di fatto, l'idrogeno oggi non può risolvere il problema della mobilità e delle emissioni che produce.

Piani e scenari

I finanziamenti alla ricerca comunque non mancano, in particolare per le celle a combustibile – fra i sistemi più promettenti per la produzione di energia elettrica –, per le quali i governi dei maggiori Paesi industrializzati stanno dedicando risorse ingenti e crescenti allo sviluppo della tecnologia: secondo il Rapporto Enea 2005, si stima che negli Stati Uniti i finanziamenti pubblici in questo settore siano dell'ordine di 100 milioni di dollari l'anno e quelli privati almeno doppi; risorse analoghe vengono investite in Giappone.

L'Unione Europea sostiene la ricerca sulle celle a combustibile dal 1989 e la crescente importanza che le assegna è testimoniata dal significativo aumento dei finanziamenti erogati negli ultimi anni. Il ricorso alla tecnologia delle celle a combustibile presenta numerosi vantaggi, perchè hanno un elevato rendimento elettrico, con valori che vanno dal 40 al 50 per cento per gli impianti con celle a bassa temperatura, fino a oltre il 60 per cento per quelli con celle ad alta temperatura utilizzate nei cicli combinati; inoltre offrono la possibilità di utilizzo di un'ampia gamma di combustibili, come metano, metanolo, gas naturale, gas di sintesi, e una modularità che permette di accrescere la potenza installata via via che cresce la domanda di energia elettrica.

I problemi per ora sono sull'affidabilità e dei costi, ancora molto alti. ■

Nel prossimo numero di "Presenza Tecnica in edilizia" seguirà un approfondimento dedicato alle fonti rinnovabili - idroelettrico, geotermico, eolico, biomasse, solare termico e solare fotovoltaico - insieme all'analisi di due casi: Bolzano, con il suo certificato di efficienza energetica Casa Clima, e Roma, impegnata nella diffusione dell'energia solare e nel recupero/risparmio dell'acqua.