

**SECONDA PARTE: *IL SISTEMA ENERGETICO E AMBIENTALE
IN ITALIA***

CAPITOLO 3 : *L'ITALIA NELLA TRANSIZIONE ENERGETICA*

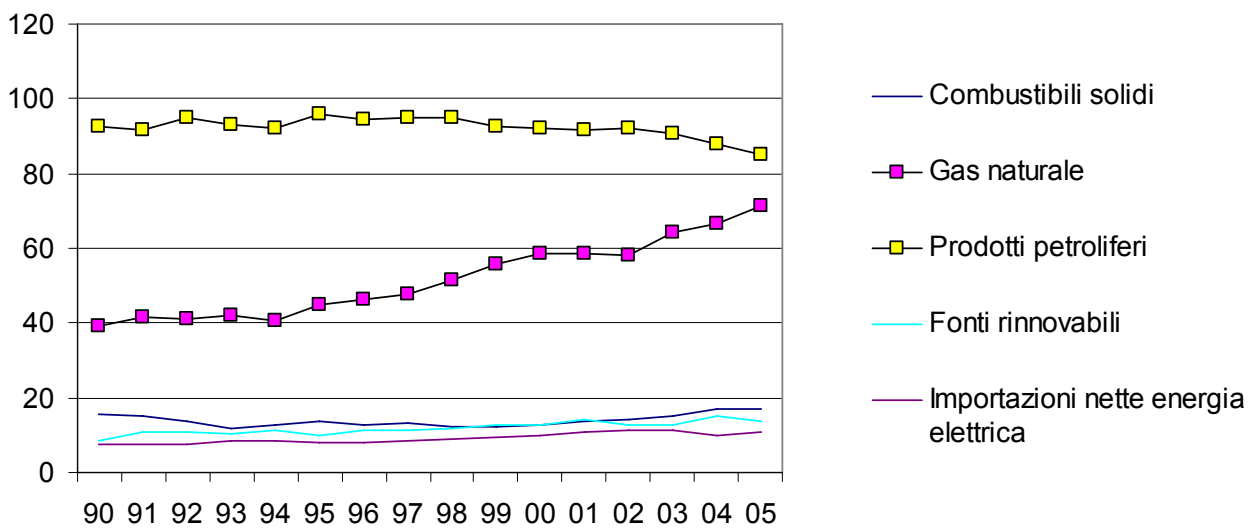
CAPITOLO 3 L'ITALIA NELLA TRANSIZIONE ENERGETICA

3.1 Processi in atto e tendenze

Alla modesta crescita dell'economia italiana ha corrisposto, nel corso del 2005, un limitato innalzamento della domanda complessiva d'energia e dell'intensità energetica. Il consumo di energia primaria per fonti evidenzia un'ulteriore riduzione dei consumi dei prodotti petroliferi che restano comunque la fonte che contribuisce in quota maggiore alla domanda di energia. La corrispondente crescita del ricorso al gas naturale conferma d'altronde un processo di sostituzione in atto già dalla metà degli anni '90. Anche il carbone fa segnare un calo nel 2005, invertendo in questo caso una tendenza all'aumento che si era verificato negli anni precedenti. Sostanzialmente stabile nel lungo periodo il dato dell'energia elettrica importata che vede nel 2005 una riduzione rispetto al 2004. In riduzione di quasi 1 punto percentuale il contributo delle rinnovabili che, data la forte prevalenza della fonte idroelettrica, è condizionato dai fattori di idricità stagionale.

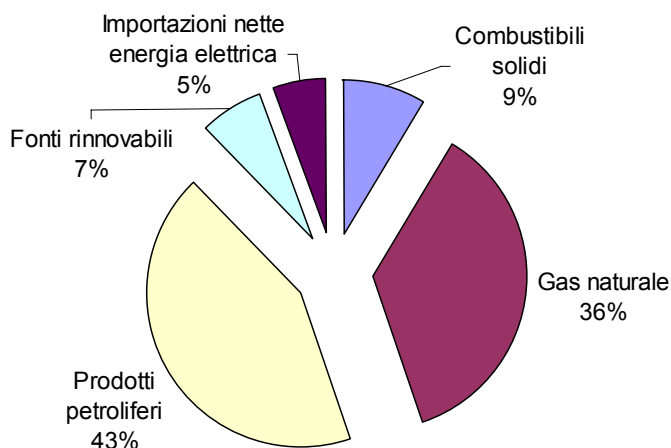
Rispetto alla media dei 27 paesi dell'Unione Europea, i consumi di energia primaria in Italia si caratterizzano per un maggiore ricorso a petrolio e gas, per una componente strutturale di importazioni di elettricità, per un ridotto contributo del carbone e per l'assenza di generazione elettronucleare (si veda per confronto la figura 2.2). La quota di fonti energetiche rinnovabili sul totale dei consumi primari di energia è leggermente più elevata rispetto alla media dei paesi OCSE soprattutto grazie al notevole apporto della fonte idroelettrica.

Figura 3.1 - Consumo di energia primaria per fonte, trend 1990-2005 (Mtep)



Fonte: elaborazioni su dati MSE

Figura 3.2 - Consumi di energia primaria per fonte, anno 2005



Fonte: elaborazioni su dati MSE

Tabella 3.1 - Consumo interno lordo di energia, intensità energetica, intensità elettrica

	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Domanda di energia (Mtep)	172,6	185,9	188,8	188,1	194,4	196,5	197,8
Consumo interno lordo di energia elettrica (TWh)	278,9	320,9	327,4	335,9	344,8	349,0	352,9
Consumi finali di energia elettrica (TWh)	243,4	279,3	285,5	291,0	299,8	304,5	309,8
Prodotto Interno Lordo (M€)	1.083.771	1.191.057	1.212.442	1.216.588	1.217.040	1.230.006	1.229.568
Intensità energetica* (tep/ M€)	159,2	156,1	155,7	154,6	159,7	159,8	160,8
Intensità elettrica** (MWh/ M€)	225	235	235	239	246	248	252

* Consumi di energia primaria /PIL

** Consumi finali di energia elettrica /PIL

Fonte: elaborazione ENEA su dati MSE, Ministero dell'Economia e delle Finanze, ENEL (fino al 1998), GRTN(1999-2005), TERNA

Nel 2005 la domanda totale di energia elettrica ha raggiunto i 309,8 TWh, con un incremento dello 1,7% rispetto al 2004. L'aumento dei consumi elettrici, superiore all'incremento registrato negli anni precedenti, dipende essenzialmente dall'incremento dei consumi nel settore terziario, mentre incrementi inferiori all'1% si sono registrati nell'industria e negli usi domestici. La crescita dei consumi elettrici, superiore al tasso di crescita del PIL, ha determinato un aumento dell'intensità elettrica.

La punta massima storica di domanda sulla rete elettrica nazionale: 55.000 MW, registrata il 20 dicembre alle ore 18, risulta superiore del 2,6% rispetto all'anno precedente.

La fattura energetica¹ nel 2005 è stata pari a 38,5 miliardi di euro con un aumento rispetto al 2004 di circa 9,1 miliardi di €, pari ad un aumento percentuale di circa il 31%, che rappresenta uno degli incrementi più elevati degli ultimi due decenni. Il notevole incremento di spesa è dovuto ai maggiori costi delle fonti energetiche. La spesa per il petrolio, responsabile di circa il 58% della fattura energetica complessiva, è aumentata di circa 5,2 miliardi di euro, nonostante una riduzione delle importazioni di 0,5 Mtep, mentre quella per il gas è aumentata di circa 3,4 miliardi di euro in seguito anche a un aumento delle importazioni di circa 4,6 Mtep. La spesa è

¹ Si definisce "fattura energetica" il costo d'acquisto delle fonti primarie d'energia.

stata aggravata, seppure in maniera contenuta, dal deprezzamento del cambio dell'euro sul dollaro.

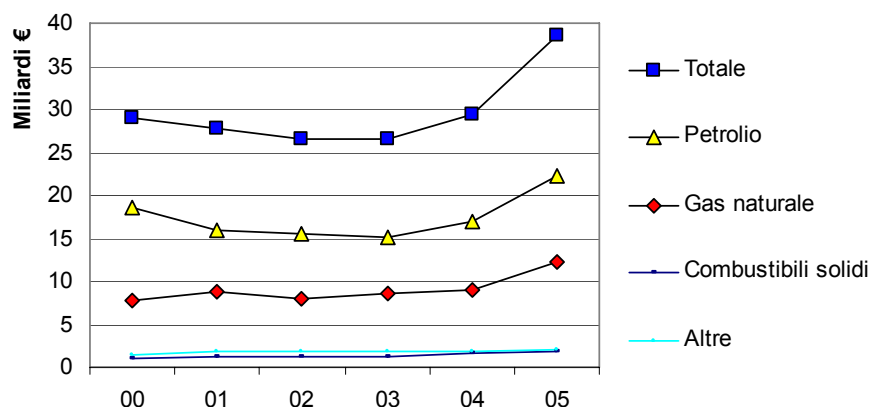
Tabella 3.2 - Italia: andamento della "fattura energetica". (Meuro)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005 ^(*)
Combustibili solidi	996	1223	1142	1130	1707	1881
Gas naturale	7834	8782	7921	8547	8901	12299
Petrolio	18651	15985	15511	15032	17021	22213
Altre	1524	1751	1867	1797	1762	2134
Totale	29005	27741	26441	26546	29391	38527
Costo greggio (\$/barile)	26,9	23,0	23,0	27,7	35,1	50,4
Cambio \$/euro (**)	0,9174	0,8954	0,9495	1,1273	1,2426	1,2359
Costo greggio (euro/tonnellata)	223,5	196,0	188,9	187,1	216,5	307,4

(*) 2005 dati provvisori

Fonte: Unione Petrolifera

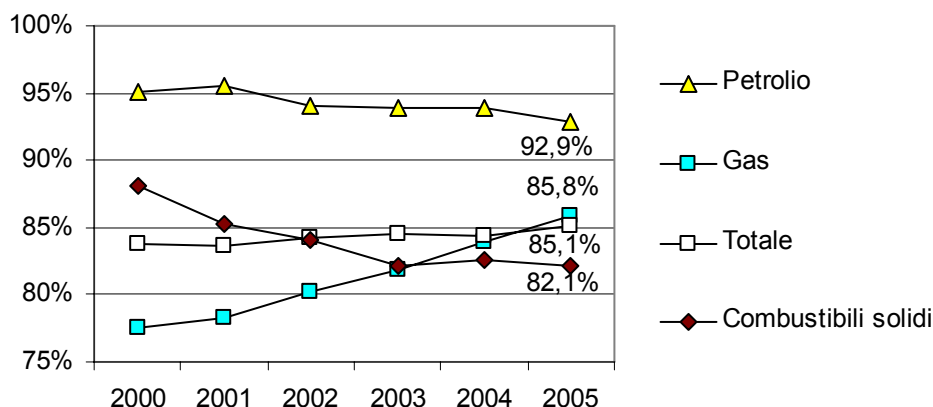
Figura 3.3 - Andamento della fattura energetica negli ultimi 6 anni



Fonte: elaborazioni su dati MSE, Unione Petrolifera

L'aumento della fattura energetica riflette un andamento delle importazioni di fonti primarie dall'estero, e quindi della dipendenza energetica dell'Italia, il cui andamento è in continua crescita a partire dalla fine degli anni '90. La dipendenza del sistema energetico nazionale dall'estero, di carattere strutturale, è aumentata anche nel 2005, portandosi all'85,07%. La media europea è prossima al 54% e l'Italia si colloca tra i paesi a più alta dipendenza energetica. La dipendenza complessiva dalle importazioni fa segnare il suo massimo in relazione alle importazioni di petrolio (92,86%) e il suo minimo in relazione alle importazioni di energia elettrica (16,13%, dato non incluso in figura).

Figura 3.4 – Italia: dipendenza energetica dall'estero delle fonti primarie rispetto al fabbisogno complessivo. Anni 1990-2005 (%)



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati Ministero Sviluppo Economico

Tabella 3.3 - Tabella Dipendenza¹ energetica dei paesi EU-15

	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Austria	67,8	66,8	66,4	68,1	67,9	69,7	69,2
Belgio	77,4	76,5	77,1	77,7	76,5	77,2	75,9
Finlandia	56,3	54,2	54,4	55,5	55,1	57,6	55,8
Francia	47,4	50,2	49,6	50,0	49,4	49,7	50,0
Germania	57,6	59,8	60,6	61,9	61,0	61,3	60,6
Grecia	60,4	64,1	63,8	64,7	64,7	66,8	65,7
Irlanda	61,1	80,9	83,9	87,4	89,4	86,3	87,1
Italia	80,9	83,7	83,6	84,2	84,5	84,3	85,1
Lussemburgo	98,6	98,7	98,5	98,4	98,6	98,6	98,5
Olanda	8,5	20,3	25,0	22,4	23,0	27,7	17,5
Portogallo	83,9	86,6	84,8	83,9	86,2	83,2	85,5
Spagna	69,6	74,1	74,4	73,8	75,9	75,8	76,6
Danimarca	23,8	-16,5	-39,6	-33,3	-43,6	-37,0	-53,1
Regno Unito	-15,0	-21,6	-16,9	-11,8	-12,9	-6,2	3,5
Svezia	36,3	32,9	35,2	32,3	38,8	38,8	33,7

¹ Dipendenza energetica = (Importazioni nette / (Produzione + Importazioni nette))*100

Fonte: ENERDATA

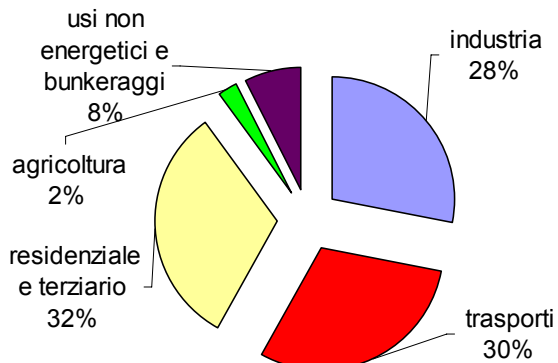
Tabella 3.4 - Bilancio energetico nazionale di sintesi. Anno 2005 (Mtep)

	Combustibili solidi	Gas naturale	Prodotti petroliferi	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale
Produzione	0,6	10,0	6,1	12,7		29,4
Importazione	16,6	60,6	108,4	0,8	11,1	197,4
Esportazione	0,2	0,3	28,9	0,0	0,2	29,7
Variazione scorte	0,0	-0,9	0,3	0,0	0,0	-0,6
Consumo interno lordo	17,0	71,2	85,2	13,5	10,8	197,8
Consumi e perdite del settore energetico	-0,5	-0,8	-6,6	-0,1	-43,2	-51,2
Trasformazioni in energia elettrica	-11,9	-25,3	-9,4	-11,6	58,2	0,0
Totale impieghi finali	4,6	45,1	69,2	1,8	25,9	146,6
Industria	4,4	17,0	7,5	0,3	11,9	41,1
Trasporti		0,4	42,6	0,2	0,9	44,0
Residenziale e terziario	0,0	26,5	6,6	1,3	12,7	47,1
Agricoltura		0,2	2,6	0,2	0,5	3,4
Usi non energetici	0,2	1,0	6,5	0,0	0,0	7,7
Bunkeraggi			3,4		0,0	3,4

Fonte: MAP (22/12/2006)

Gli usi finali di energia nel 2005 sono stati pari a 146,6 Mtep, con un aumento del 1% rispetto al 2004, inferiore all'incremento medio degli ultimi anni.

Figura 3.5 - Consumi di energia per settore di uso finale, anno 2005 (Mtep)



Fonte: elaborazioni su dati MSE

I consumi finali si concentrano prevalentemente nel settore civile (32% del totale nazionale) e nei trasporti (30%). I settori residenziale e terziario, particolarmente sensibili all'andamento delle condizioni climatiche, nel 2005 hanno registrato un forte aumento rispetto al 2004, pari al 5,3%. I trasporti, per la prima volta dal 1990, hanno ridotto i consumi finali di energia. Anche i consumi industriali nel 2005 sono lievemente diminuiti rispetto al 2004, pur coprendo una quota rilevante pari al 28% del totale.

BOX - Le intensità energetiche del sistema economico nazionale

Nell'analisi delle caratteristiche dei sistemi socio-economici è spesso necessario ricorrere ad indicatori di sintesi, che pur consentendo di descrivere le principali linee di tendenza dei fenomeni esaminati, presentano dei limiti interpretativi.

Uno degli indicatori più ricorrenti, nell'ambito delle analisi delle politiche energetico-ambientali, è quello dell'intensità energetica², che viene impiegato per misurare a livello aggregato le *performance* di un paese dal punto di vista dell'efficienza energetica.

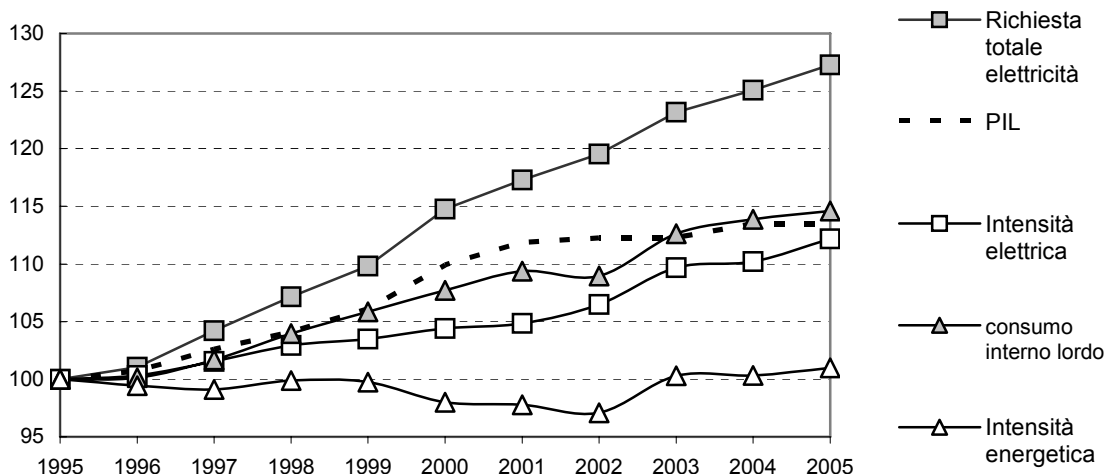
L'intensità energetica è un indicatore ottenuto dal rapporto tra il consumo di energia (misurato secondo un'unità energetica, ad esempio le tonnellate equivalenti di petrolio - tep) e un indicatore di attività (misurato in unità monetarie), che per un sistema economico nazionale è rappresentato dal prodotto interno lordo³ (PIL); mentre l'efficienza energetica è un indicatore tecnico definito come rapporto fra il lavoro utile ottenuto in termini fisici⁴ e l'energia totale impiegata per ottenerlo.

Figura A - Intensità energetica e intensità elettrica (Numeri indice 1995=100)

² L'intensità energetica è assunta come indicatore di sostenibilità dello sviluppo da diverse istituzioni di rilievo internazionale, fra cui la Commissione per lo Sviluppo Sostenibile dell'ONU (UNCSD), l'Agenzia Ambientale Europea (EEA) e l'Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (OECD).

³ Usualmente il PIL viene calcolato a prezzi costanti, assumendo come riferimento un anno base. Recentemente, è stato introdotto, a livello internazionale, un nuovo metodo per stimare le dinamiche reali degli aggregati economici, l'indice a catena (*o chained index*). Il principale vantaggio della metodologia del concatenamento è che viene utilizzato un sistema di ponderazione che si rinnova annualmente in virtù delle dinamiche del mercato e questo garantisce una migliore rappresentazione della crescita reale degli aggregati economici. Una stima accurata della crescita economica, rappresentata dalla variazione annuale del PIL reale, è fondamentale per le decisioni di politica economica nazionale e per i confronti internazionali.

⁴ Dato che il lavoro utile ottenibile da un processo può essere quantificato solo con riferimento a quel processo stesso, ne consegue che ogni qualvolta si voglia considerare l'efficienza ad un livello di aggregazione superiore ad esso, diventa indispensabile ricorrere ad un'unità di misura che consenta l'aggregazione di unità fisiche di natura differente. In genere, viene utilizzata la misura monetaria delle produzioni fisiche, ma questa soluzione resta comunque approssimativa.



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati Ministero Sviluppo Economico

L'efficienza energetica nel senso tecnico definito può certamente determinare una riduzione dell'intensità energetica, ma su quest'ultima influiscono anche molte altre variabili. Oltre che dalla tecnologia utilizzata, l'intensità energetica dipende, ad esempio, dal clima che caratterizza un determinato sistema economico, dalla composizione della sua struttura produttiva e dei suoi approvvigionamenti energetici, dai modelli culturali in esso prevalenti.

Ne consegue una necessaria cautela nell'interpretare un determinato livello o una determinata variazione dell'intensità energetica in termini di efficienza energetica. È possibile, infatti, che un sistema economico a bassa intensità energetica sia caratterizzato anche da una bassa efficienza energetica.

L'intensità energetica di un determinato Paese può essere misurata sia in termini di consumo totale di energia (intensità energetica primaria) sia in termini di consumo finale di energia (intensità energetica finale).

Come è noto, l'intensità energetica primaria descrive il rapporto fra il fabbisogno totale di energia e il PIL, mentre l'intensità energetica finale fornisce una misura di tale fabbisogno al netto dell'autoconsumo e, soprattutto, delle perdite legate ai processi di trasformazione e distribuzione dell'energia.

Il rapporto fra il consumo finale ed il consumo totale di energia dipende dall'efficienza nella conversione delle fonti di energia primaria nelle forme energetiche richieste dagli utilizzatori finali (in prevalenza energia elettrica) e dalla composizione degli approvvigionamenti energetici. Rilevante pertanto diviene l'analisi del peso che ricoprono sul totale della produzione di energia elettrica, l'energia idroelettrica, quella termoelettrica, quella geotermica (e per il confronto con altri paesi europei, quella nucleare) dato il diverso grado di efficienza degli impianti di generazione di energia elettrica⁵. L'intensità energetica finale può fornire una prima indicazione di confronto dei sistemi economici utilizzatori dell'energia. Tuttavia, occorre tener presente che le sue variazioni possono essere imputabili non solo a cambiamenti di tipo strutturale (diverso peso dei settori nella formazione del V.A. totale) ma a cambiamenti nelle intensità energetiche settoriali⁶ che la compongono.

I cambiamenti nella struttura economica, in particolare, hanno un forte peso nelle variazioni delle intensità energetiche complessive. Ad esempio, la terziarizzazione dell'economia fa diminuire le intensità globali, dato che il settore terziario è meno energy-intensive di quello manifatturiero.

Pertanto, per avvicinarci di più al concetto di efficienza energetica, senza ricorrere all'utilizzo di grandezze tecniche, che presentano difficoltà connesse con la loro misurabilità, è opportuno

⁵ Un aumento dell'incidenza dell'energia idroelettrica tende a ridurre il divario fra consumo finale e consumo totale, mentre un aumento del peso dell'energia nucleare ha una tendenza contraria. Tali effetti sono collegati alla procedura adottata nel calcolare in tonnellate equivalenti di petrolio il consumo primario di tali fonti energetiche, che considera un'efficienza media del 33% per gli impianti nucleari, del 100% per gli impianti idroelettrici, e un valore compreso fra il 35% e il 40% per le centrali termoelettriche.

⁶ Rapporto tra la quantità di energia consumata da ciascun settore, per unità monetaria del rispettivo contributo alla formazione del PIL.

soffermarsi analiticamente sui principali fattori che determinano l'andamento delle intensità energetiche, sia a livello globale sia a livello di singolo settore economico.

Qui di seguito si analizzeranno le variazioni avvenute negli ultimi anni delle intensità energetiche globali (di intero sistema), cercando di fornire, attraverso l'esame di alcune variabili esplicative, prime spiegazioni sulle linee di tendenze.

Un'analisi più qualitativa dei fattori rilevanti dal punto di vista dell'analisi energetica, viene effettuata nei paragrafi successivi dedicati agli approfondimenti di tipo settoriale.

3.1.1 Le intensità energetiche in Italia

Un quadro di sintesi delle principali variabili di riferimento e delle intensità energetiche in Italia, per il periodo 2003-2005, è riportato nella tabella che segue.

Tabella 3.5 – Principali variabili di riferimento ed intensità energetiche in Italia. Anni 2003-2005

	2003	Variazione 2003/2002	2004	Variazione 2004/2003	2005	Variazione 2005/2004
PIL	1.217.040 M€	+ 0,04%	1.230.006 M€	+ 1,07%	1.229.568 M€	- 0,04%
Popolazione al 31.12	57.888.245	+1,0%	58.462.375	+1,0%	58.751.711*	+0,5%
Consumo totale di energia	194,4 Mtep	+ 3,4%	196,5 Mtep	+ 1,1%	197,8 Mtep	+0,64%
Intensità energetica primaria	159,7 tep /M€ ('99)	+ 3,3%	159,8 tep/M€ ('99)	+ 0,04%	160,8 tep /M€ ('99)	+ 0,67%
Consumi finali di energia di cui:	142,3 Mtep	+ 4,4%	145,1 Mtep	+ 2,0 %	146,6 Mtep	+ 1,0%
- industria	41,0 Mtep	+ 3,6%	41,4 Mtep	+ 1,0%	41,1 Mtep	- 0,8 %
- trasporti	43,7 Mtep	+ 2,1%	44,4 Mtep	+ 1,6%	44,0 Mtep	- 1,0 %
- resid. e terziario	43,8 Mtep	+ 8,8%	44,7 Mtep	+ 2,1%	47,1 Mtep	+5,3%
Intensità energetica Finale	116,9 tep/ M€ ('99)	+ 4,39%	118,0 tep/ M€ ('99)	+ 0,9%	119,2 tep/ M€ ('99)	+1,0%
Intensità elettrica finale	20,6 tep/ M€ ('99)	+ 3,0%	20,7 tep/ M€ ('99)	+ 0,3%	21,0 tep/ M€ ('99)	+ 1,8%
Consumo finale di energia pro-capite	2,458 tep/popol.	+ 3,4%	2,482 tep/popol.	+ 1,0%	2,495 tep/popol.	+0,5%
Consumi di gas	77.680 Mmc	+10,2%	80.609 Mmc	+ 3,8%	83.027 Mmc	+3,0%
Consumi di petrolio	97.463 kt	+ 0,4%	99.035 kt	+ 1,6%	99.728 kt	+0,7%

*Il dato della popolazione al 31.12.2005 è provvisorio.

Fonte: Elaborazione dati Ministero dello Sviluppo Economico, ISTAT e GRTN

Il primo elemento da rilevare nell'analisi dell'intensità energetica è l'andamento della domanda energetica rispetto al PIL.

È importante evidenziare, innanzitutto, se vi è un disaccoppiamento tra crescita della ricchezza (sviluppo economico) e crescita dell'uso delle risorse energetiche⁷, nel periodo considerato.

⁷ Secondo la definizione dell'OCSE, si ha disaccoppiamento quando il tasso di crescita dell'energia consumata è minore della crescita economica, in un dato periodo. In particolare, si parla di disaccoppiamento assoluto quando il consumo di energia è stabile o decresce all'aumentare del PIL; di disaccoppiamento relativo quando la crescita del consumo energetico è positiva, ma inferiore alla crescita del PIL.

I dati degli ultimi anni, 2002–2005, mettono in evidenza un aumento continuo dei consumi totali di energia (+5,2%), con un tasso più elevato nel periodo 2002–2003 (+3,4%) ed un rallentamento nel periodo 2004–2005 (+0,64%). Mentre, l'andamento del PIL nello stesso periodo è rimasto quasi stazionario (+1,0% nell'intero periodo), registrando una leggera diminuzione nel 2005 (-0,04%).

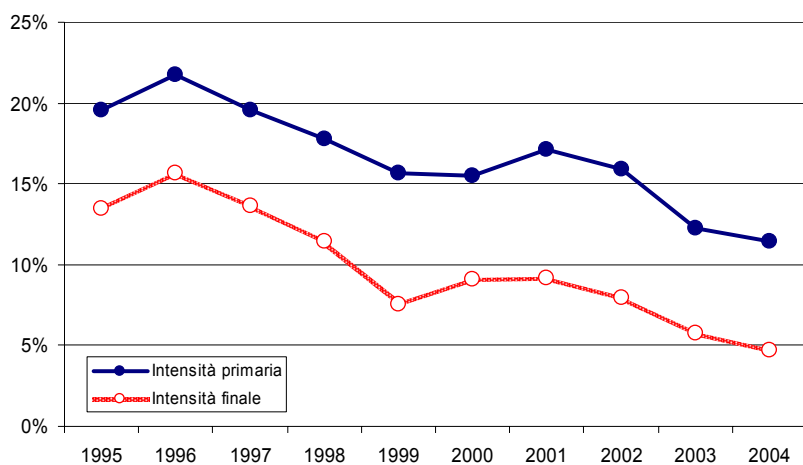
Un ulteriore elemento da rilevare è che l'aumento della domanda di energia sembra imputabile soprattutto agli andamenti dei consumi energetici nel settore civile dovuti a fattori climatici. In particolare, nel 2003, tali consumi sono aumentati in maniera sostenuta (+ 8,8% rispetto al 2002) per un incremento sia dei consumi di gas per uso riscaldamento sia dei consumi elettrici; questi ultimi per effetto delle alte temperature estive (+3,2% rispetto al 2002)⁸. Nel 2004, i consumi finali del settore civile continuano a crescere sebbene ad un ritmo più contenuto (+2% rispetto al 2003), per poi registrare un nuovo incremento nel 2005 (+5,3% rispetto al 2004), che controbilancia la leggera diminuzione sia dei consumi nel settore industria (-0,8%), sia dei consumi nel settore trasporti (-1,0%).

Si rileva, pertanto, che nel periodo in esame, le intensità energetiche in Italia, sono cresciute, a ritmi decrescenti, seguendo l'andamento dei consumi energetici. L'intensità energetica finale è cresciuta più rapidamente rispetto a quella primaria.

L'Italia rispetto alla media europea

Rispetto alla media europea, l'Italia ha un'intensità energetica (sia primaria che finale⁹), a parità di potere di acquisto, più bassa. Il differenziale dalla media europea (misurato a parità di potere di acquisto), si è andato restringendo nel corso del tempo scendendo al di sotto del 12% nel 2004 nel caso dell'intensità primaria, e addirittura al di sotto del 5% in quello dell'intensità finale (figura 3.6); ciò per effetto di una diminuzione delle intensità medie europee, sia finale che primaria, e di un incremento delle intensità in Italia.

Figura 3.6 – Andamento della differenza percentuale fra l'intensità energetica dell'Italia e la media UE(15)



Fonte: elaborazione su dati Eurostat

Alcuni Paesi del Nord Europa particolarmente virtuosi (Danimarca, Germania, Svezia e Finlandia, UK) hanno diminuito notevolmente le loro intensità energetiche. Altri, come Spagna e Portogallo, che scontavano un certo ritardo nello sviluppo, hanno invece dei trend in crescita. Nella tabella 3.6 si vede come, a differenza di quanto avvenuto in Italia, la maggior parte dei Paesi del Nord Europa hanno diminuito i loro consumi nel 2005 rispetto all'anno precedente, nonostante un aumento dei rispettivi PIL; mentre Spagna e Portogallo hanno aumentato i rispettivi consumi, con variazioni superiori a quelle del PIL.

⁸ La punta estiva di potenza, in passato nel nostro Paese strutturalmente su ordini di grandezza inferiori a quelli della punta invernale, si è avvicinata negli ultimi anni a livelli comparabili a quelli della punta invernale, senza - per il momento - sopravanzarla.

⁹ Il consumo di energia totale, utilizzato per il calcolo dell'intensità a livello internazionale, non include i combustibili non convenzionali (legna, rifiuti) per le difficoltà di calcolarli e di monetizzarli. Mentre, il consumo di energia finale viene calcolato non includendo gli usi non energetici e i bunkeraggi internazionali.

Tabella 3.6 - Consumi primari di energia e PIL in alcuni paesi europei. Variazioni percentuali 2005/2004

	Consumi primari	PIL
Belgio	-2,00%	0,60%
Danimarca	-3,90%	0,20%
Germania	-1,10%	0,20%
Francia	-0,60%	0,30%
Italia	2,40%	0,00%
Spagna	2,10%	1%
Portogallo	3,10%	0,50%
Finlandia	-4,90%	1,00%
Svezia	-3,80%	0,90%
UK	-1,30%	0,70%

Fonte: Eurostat

Il rapporto fra l'intensità energetica finale e quella primaria (tabella 3.7) fornisce altri elementi interessanti, in quanto trattasi di un dato correlato al peso del settore energetico, alla sua efficienza di conversione, nonché alla struttura di generazione dell'energia elettrica. Da un confronto tra alcuni Paesi UE risulta che l'Italia presenta un valore di questo indicatore abbastanza stabile nel tempo anche se in leggero aumento, e superiore alla media UE, mentre la Francia presenta il valore più basso, per il peso rilevante che occupa nella produzione di energia elettrica, il nucleare.

Tabella 3.7 – Rapporto fra il consumo energetico finale e il consumo delle fonti primarie

	1995	2000	2004
Francia	58.9	58.7	57.7
Germania	65.8	67.2	66.1
Svezia	66.8	72.1	63.9
Spagna	62.2	64.7	67.3
Finlandia	76.3	75.5	70.4
Italia	70.5	71.4	71.0
Regno Unito	65.3	65.6	65.9
UE(15)	65.5	66.4	66.0

Fonte: elaborazione su dati Eurostat

Analizzando più nel dettaglio il mix di generazione dell'elettricità in Italia, emerge (tabella 3.8):

- il peso sempre rilevante e in aumento del termoelettrico, che copre la maggior parte del fabbisogno nazionale (circa l'80%);
- una diminuzione della quota dell'idroelettrico (-3%) (soprattutto nel 2005 rispetto al 2004);
- una crescita della fonte geotermoelettrica (soprattutto nel 2003 rispetto al 2002) e una crescita molto sostenuta dell'apporto dell'eolico e fotovoltaico.

Tabella 3.8 – Principali variabili dell'energia elettrica in Italia 2003-2005

	2003	Variazione 2003/2002	2004	Variazione 2004/2003	2005	Variazione 2005/2004
Produzione di energia elettrica	293,9 TWh	+ 3,2%	303,3 TWh	+ 3,1%	303,6 TWh	+ 0,1%
di cui: Termoelettrica	242,8 TWh	+5,1%	246,1 TWh	+ 1,4%	253,0 TWh	+ 2,8%
Idroelettrica	44,3 TWh	- 6,3%	49,9 TWh	+ 12,7%	42,9 TWh	-14%
Geotermoelettrica	5,3 TWh	+ 14,6%	5,4 TWh	+ 1,8%	5,3 TWh	-1,8%
Eolico e fotovoltaico	1,5 TWh	+ 3,9%	1,9 TWh	+ 26,5%	2,3 TWh	21%

Fonte: GRTN

L'intensità energetica nell'Industria

Il processo di terziarizzazione avvenuto negli ultimi 15 anni ha prodotto una riduzione delle intensità energetiche finali complessive in conseguenza della bassa intensità energetica che distingue le attività del settore terziario. Non meno importante è il cambiamento strutturale che si verifica all'interno del settore industriale con l'aumento dell'incidenza di attività produttive meno energivore (si pensi alla crescente importanza della chimica fine e della farmaceutica nel comparto chimico rispetto alle produzioni chimiche di base). Un approfondimento relativo alla struttura industriale è riportato nel paragrafo 3.2.3 di questo Capitolo).

Nel 2005, rispetto all'anno precedente, l'intensità energetica del settore industriale nel suo complesso è aumentata dello 0,9%. Tale andamento è il risultato di un decremento del valore aggiunto del settore (-1,7%) maggiore di quello dei consumi energetici (-0,8%), evidenziando una inversione di tendenza rispetto all'anno precedente, quando l'intensità energetica è diminuita dello 0,5% (+1,6% del valore aggiunto che ha compensato l'incremento dei consumi dello 1,0%). Ciò a conferma delle perplessità, recentemente emerse, sulla "tenuta" del legame tra PIL ed attività industriale, prospettando a tal proposito addirittura un "break strutturale". In sostanza, a causa della concorrenza con i Paesi emergenti, si avrebbero cambiamenti più rapidi che nel passato del sistema industriale italiano.

Tabella 3.9 – Intensità energetica per singola branca industriale. Anni 2003-2005 (tep/milioni di euro99)

	2003	Variazione 2003/2002	2004	Variazione 2004/2003	2005	Variazione 2005/2004
Materiali da costruz., vetro e ceramica	727,9	+ 9,2%	744,0	+ 2,2%	721,1	-3,1%
Chimica	335,2	+ 7,4%	319,4	- 4,7%	317,4	-0,6%
Petrochimica	116,1	+ 17,3%	122,1	+ 5,2%	121,3	-0,6%
Metallurgia	225,9	+ 5,2%	235,5	+ 4,3%	232,8	-1,1%
Carta	214,3	+ 6,0%	215,2	+ 0,4%	212,3	-1,4%
Agroalimentare	181,1	+ 3,1%	184,8	+ 2,1%	178,3	-3,5%
Tessile e abbigliamento	112,3	+ 5,7%	107,1	- 4,6%	112,9	+5,4%
Meccanica	91,2	+ 3,3%	88,8	- 2,6%	89,7	+1,0%
Altre industrie manifatturiere	107,2	- 2,2%	102,3	- 4,6%	103,0	+0,7%
Totale manifatturiero	192,4	+6,0%	191,7	-0,3%	192,9	+0,6%
Edilizia	3,2	+13,2%	3,3	+ 3,2%	3,4	+2,6%
Industria*	136,4	+4,9%	135,7	-0,5%	136,9	+0,9%

*L'intensità energetica della voce "Industria" si riferisce all'industria nel suo complesso, comprendendo, quindi, sia le industrie in senso stretto che l'edilizia.

Fonte: Elaborazione dati Ministero dello Sviluppo Economico, ISTAT

Si rileva innanzitutto dalla tabella 3.9 che, nel loro insieme, i settori industriali hanno registrato nel periodo 2003-2005 dei ritmi di crescita decrescenti delle intensità energetiche presentando anche, in alcuni casi, a partire dal 2004, delle variazioni di segno negativo. In particolare, si

sono avute delle diminuzioni nei settori *chimica* (-5,3%), *agroalimentare* (-1,5%), *meccanica* (-1,6%), *materiali da costruzione e carta* (-0,9%) e *altre industrie manifatturiere* (-3,9%).

L'analisi sugli andamenti delle intensità nei singoli settori nel 2005 rispetto al 2004 mette in evidenza dei percorsi fortemente differenziati.

L'intensità energetica del settore della *chimica* continua a diminuire, registrando nel 2005, una contrazione dello 0,6% per effetto di una riduzione dei consumi energetici (-1,6%) maggiore della contrazione del V.A. (-1%).

Nello stesso anno, l'intensità energetica della *petrolchimica* ha interrotto *il suo* trend crescente, con una leggera flessione dello 0,6 %. I consumi di energia in notevole aumento negli ultimi anni (+11% dal 2002-2004) hanno avuto una forte riduzione pari a 5,3%, mentre il valore aggiunto è diminuito del 4,7%.

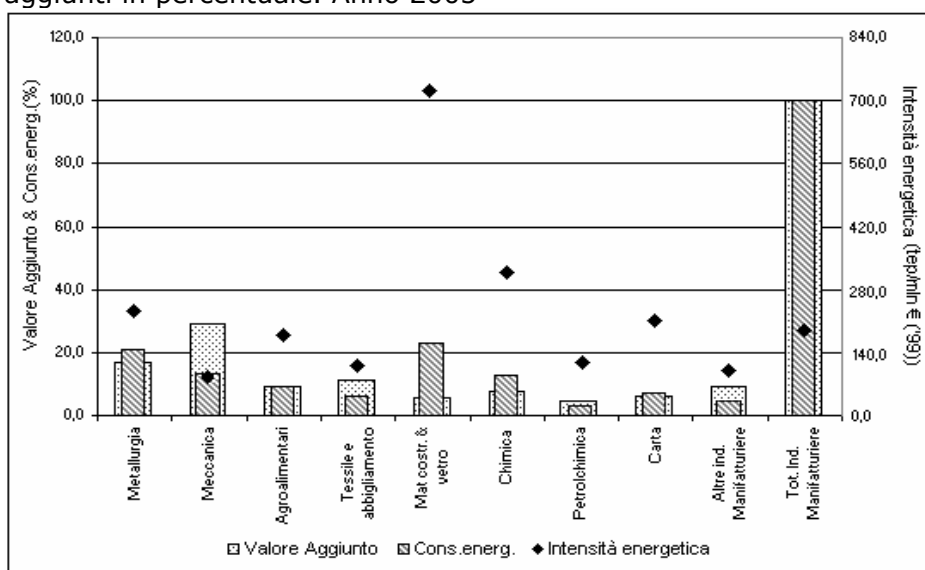
L'industria *agroalimentare* nel 2005 ha fortemente diminuito l'intensità energetica passata da 184,8 a 178,3 tep/mln eurolire'99 (-3,5%), a causa di una forte contrazione dei consumi energetici (-3,1%) rafforzata da un incremento, seppur lieve, del valore aggiunto (0,4%).

Per l'industria dei *materiali da costruzione, vetro e ceramica* si registra un calo dell'intensità energetica del 3,1%, a causa di un incremento dello 0,04% dei consumi energetici ed un incremento consistente del valore aggiunto del 4,8%.

Al contrario, l'industria *tessile*, dopo una forte contrazione nel 2004 dell'intensità energetica (-4,6%) dovuta ad una forte diminuzione dei consumi (-9,1%) rispetto alla variazione negativa del V.A. (-4,7%), registra nel 2005 una crescita del 5,4%. Questa inversione di tendenza è dovuta ad una contrazione del valore aggiunto (-9,7%) questa volta maggiore della diminuzione del consumo energetico (-4,8%). L'andamento negativo della performance economica, in atto già da diversi anni, è dovuto sostanzialmente alla cosiddetta crisi del "*Made in Italy*" del settore, per la crescente concorrenza dei Paesi asiatici, che ha interessato prevalentemente le piccole aziende.

Nella *meccanica*, l'intensità energetica è tornata a crescere dell'1% rispetto al 2004, quando era diminuita del 2,6%. Questo risultato è dovuto ad un decremento dei consumi energetici dello 0,2% rafforzato da un calo del valore aggiunto dell'1,3%. Nel caso della *metallurgia*, l'intensità energetica ha invertito il proprio trend di crescita, decrescendo dell'1,1%. A ciò ha contribuito un aumento del 2,5% dei consumi che ha compensato l'aumento del Valore Aggiunto (+1,3%). Negli ultimi anni, pur in presenza di un andamento decrescente della variabile economica, i consumi energetici hanno continuato il loro trend crescente (sebbene a ritmi più contenuti) per effetto della rigidità del sistema di produzione che è basato essenzialmente nella fusione secondaria (acciaio da rottame con ciclo a forno elettrico FEA).

Figura 3.7 - Intensità energetica per sottosettori manifatturieri, consumi energetici e valori aggiunti in percentuale. Anno 2005



Fonte: Elaborazione ENEA su dati Ministero dello Sviluppo Economico, ISTAT

L'intensità energetica nel settore Trasporti

L'indicatore di intensità energetica in questo caso misura quanta energia viene consumata nel settore (merci e passeggeri) per unità di PIL. Il suo valore dipende dal mix delle modalità di traffico e dai relativi consumi specifici, che sono tra di loro molto differenziati.

Per avere una stima più significativa dell'intensità energetica si dovrebbe considerare al numeratore il consumo del settore trasporti, distinto per merci e passeggeri, e al denominatore, come indicatori di attività espressa in unità monetaria, rispettivamente, il V.A. del trasporto merci e le spese delle famiglie, che sono direttamente correlate al Reddito. In mancanza di dati sui consumi così disaggregati si ricorre ad altri indicatori come ad esempio la domanda di trasporto passeggeri (passeggeri per km percorsi) e delle merci (tonnellate per km percorsi)¹⁰.

Tabella 3.10 – Principali variabili di riferimento e intensità energetica finale nel settore trasporti. Anni 2003-2005 (tep/milioni di euro99)

	2003	Variazione 2003/2002	2004	Variazione 2004/2003	2005	Variazione 2005/2004
PIL	1.217.040 M€	+ 0,04%	1.230.006 M€	+ 1,0%	1.229.568M€	- 0,04%
Consumi energetici	43,7 Mtep	+ 2,1%	44,4 Mtep	+ 1,6 %	44,0 Mtep	- 1,0%
Intensità energetica	359 tep/ M€ (99)	+0,6%	361 tep/ M€ (99)	+ 0,6 %	358 tep/ M€ (99)	- 0,8 %
Spesa delle famiglie nel settore trasporti	103.019 M€	+ 1,7%	103.860 M€	+ 0,8%	103.013 M€	- 0,8%
Domanda trasporti passeggeri (Mln di passeggeri x km) di cui su strada	950.847 880.495	+ 0,3% + 0,2%	960.093 888.499	+ 0,2% + 0,9%	956.474 883.624	- 0,4% - 0,6%
Domanda trasporti merci (Milioni di tonn x km) di cui su strada	236.947 130.752	- 5,6% -13,2%	260.897 143.511	+ 10,1 % + 9,8%	251.677 138.414	- 3,5% - 3,6%

Fonte: Elaborazione dati Ministero dello Sviluppo Economico, ISTAT, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti

Da un primo esame della tabella si può notare che nel 2005 tutte le variabili considerate hanno avuto una variazione di segno negativo, dello stesso ordine di grandezza, ad eccezione della domanda di trasporto merci che ha avuto una diminuzione più sostenuta.

In particolare, i consumi energetici nel settore dei trasporti nel periodo 2004-2005 hanno invertito per la prima volta il trend di crescita dell'ultimo decennio (1990-2003) con un -1%, quando il loro incremento medio annuo era superiore al 3%. Questo lascia presupporre che in Italia, negli anni più recenti, vi è una corrispondenza tra gli andamenti dei consumi energetici nel settore trasporti e il PIL, contrariamente a quanto emerge a livello europeo dove viene rilevato un disaccoppiamento tra ricchezza economica e consumi energetici nei trasporti.

La domanda di trasporto passeggeri in Italia ha rallentato la sua crescita (+0,6% traffico totale, +0,3 % traffico su strada) in linea con gli andamenti del PIL e della spesa delle famiglie nel settore trasporto, direttamente correlata al traffico passeggeri.

La domanda di trasporto merci, pur registrando un sostenuto aumento in termini assoluti (+6,2% traffico totale, +5,8% traffico su strada), molto superiore rispetto all'incremento del PIL, ha avuto degli andamenti oscillanti e di segno alternato. Questo mette in evidenza come la quantità di spostamenti legati alle merci aumenti molto più rapidamente del reddito e come questo parametro si muova indipendentemente dalle variazioni della ricchezza.

¹⁰ La domanda di trasporto può essere tecnicamente espressa anche considerando i passeggeri per veicoli-km e merci trasportate per veicolo-km. L'aumento del numero di veicoli circolanti e la riduzione della loro "capacità" di trasporto (passeggeri per veicolo e per km e quantità di merci trasportate per veicolo e per km) sono in genere segnali di crescita dell'intensità energetica dei trasporti

L'intensità energetica nel settore Residenziale e Terziario¹¹

Dopo un periodo di sostanziale stabilità (2000–2002), l'intensità energetica nel settore Terziario ha incominciato a crescere a ritmi più elevati, passando dai 17,6 tep/Meurolire'99 del 2002 ai 20,4 tep/Meurolire'99 del 2005 (+5,3% rispetto al 2004). L'andamento dell'intensità energetica degli ultimi anni ha ricalcato l'andamento in crescita dei consumi energetici, aumentati solo nell'ultimo anno di 6,1% a fronte di un trend del valore aggiunto settoriale sostanzialmente stabile nel tempo (circa 0,8% media annua).

Tabella 3.11 – Intensità energetica del settore "Terziario". Anni 2003-2005

	2003	Variazione 2003/2002	2004	Variazione 2004/2003	2005	Variazione 2005/2004
Valore Aggiunto	759.015 M€ ('99)	+0,3%	764.740M€ ('99)	+ 0,8%	770.810 M€ ('99)	+0,8%
Consumi finali di energia:	14,4 Mtep	+ 8,6%	14,8 Mtep	+2,4%	15,7 Mtep	+6,1
- energia elettrica	6,3 Mtep	+ 7,0%	6,5 Mtep	+ 3,4%	6,9 Mtep	+5,4%
- gas naturale	6,5 Mtep	+ 12,3%	6,8 Mtep	+ 4,0%	7,3 Mtep	+8,2%
Intensità energetica	19,0 tep/ M€ ('99)	+ 8,3%	19,3 tep/ M€ ('99)	+1,6%	20,4 tep/ M€ ('99)	+5,3%
Intensità elettrica	8,3 tep/ M€ ('99)	+ 6,7%	8,6 tep/ M€ ('99)	+ 2,6%	8,9 tep/ M€ ('99)	+4,5%

Fonte: Elaborazione dati Ministero dello Sviluppo Economico, ISTAT

L'andamento crescente dei consumi energetici e delle intensità energetiche negli anni considerati è legato soprattutto all'andamento crescente dei consumi di gas naturale. Nel 2003, il consumo di gas è aumentato del 12,3% per effetto non solo delle condizioni climatiche, ma anche del diffondersi dell'uso del gas per il condizionamento nelle grandi unità locali. La crescita è proseguita nell'anno successivo ad un tasso del 4%, per poi aumentare in maniera più elevata nel 2005 facendo registrare un incremento dell'8,2%. Si rileva, inoltre, come i consumi energetici in tale settore mutano indipendentemente dalle variazioni del V.A settoriale, ciò, probabilmente, per la bassa incidenza dei costi dell'energia sui costi finali del servizio.

Per il settore *residenziale*, il calcolo dell'intensità energetica ha come riferimento la spesa delle famiglie. Quest'ultima è il risultato della sommatoria di tre elementi distinti:

- la spesa per l'acquisizione di beni non durevoli (ad esempio: alimentari, vestiario, ecc.);
- la spesa per l'acquisizione di beni durevoli (ad esempio: mobili, articoli di arredamento, ecc.);
- la spesa per l'acquisizione di servizi (ad esempio: fitti, istruzione, prestazioni mediche, servizi alberghieri, ecc.).

In particolare, la spesa per servizi ha registrato un trend costantemente crescente sebbene a ritmi alternati: +0,6% nel 2003, +1% nel 2004 e +0,2% nel 2005.

Le altre due componenti, pur avendo un trend sostanzialmente crescente, hanno registrato delle contrazioni. Nel complesso, tuttavia, le spese delle famiglie rivelano un trend crescente, sebbene a ritmi man mano più contenuti: +1% nel 2003, +0,5% nel 2004 e +0,1% nel 2005.

Dal 2000 al 2005, il consumo energetico del residenziale è cresciuto complessivamente del 16,4%, passando da 26,5 Mtep a 30,8 Mtep, nonostante una riduzione dei consumi nel periodo 2001–2002 del 2,5%. Particolarmente rilevante è l'incremento dei consumi energetici del settore nel 2003 (+7,7%), causato soprattutto dall'elevato consumo di energia legato a fattori

¹¹ La somma del residenziale e dei servizi, qui riportata, non coincide con l'importo riportato nel BEN per il settore civile, ciò a causa di una diversa classificazione di alcuni dati afferenti alla pubblica amministrazione.

climatici, e proseguito negli anni successivi. L'intensità energetica¹² ha fatto registrare, per tutto il periodo 2003–2005, un trend crescente che nel 2005, ha raggiunto i 42,4 tep/milioni euro '99. Il trend dell'intensità energetica ha ricalcato l'evoluzione dei consumi, che solo nell'ultimo anno sono cresciuti del 4,7%, mentre la spesa delle famiglie è restata pressoché stabile.

Tabella 3.12 – Principali variabili del settore "Residenziale" ed intensità energetica. Anni 2003-2005

	2003	Variaz. '03/'02	2004	Variazione '04/'03	2005	Variaz. '05/'04
Spese beni non durevoli	230.175 M€ ('99)	+1,6%	229.104 M€ ('99)	-0,5%	230.698 M€('99)	+0,7%
Spese per beni durevoli	165.844 M€ ('99)	-0,7%	168.580 M€ ('99)	+1,6%	165.880 M€ '99)	-1,6%
Spese per servizi	338.490 M€ ('99)	+0,6%	341.911 M€ ('99)	+1,0%	342.438 M€ '99)	+0,2%
Spese delle famiglie*	722.865 M€ ('99)	+1,0%	726.805 M€ ('99)	+0,5%	727.228 M€('99)	+0,1%
Consumi finali di energia	28,7 Mtep	+ 7,7%	29,4 Mtep	+ 2,7%	30,8 Mtep	+4,7%
Intensità energetica	39,6 tep/ M€ ('99)	+ 6,6%	40,5 tep/ M€('99)	+2,2%	42,4 tep/M€('99)	+4,7%

*Le spese delle famiglie non coincide con la somma delle spese per tipologia, perché tiene conto degli scambi avvenuti nel territorio italiano da famiglie non residenti (-) e degli scambi delle famiglie residenti fuori dal territorio nazionale (+).

Fonte: Elaborazione dati Ministero dello Sviluppo Economico, ISTAT

L'intensità energetica nel settore "Agricoltura"

Dopo un periodo di sostanziale crescita a partire dal 2000, l'intensità energetica nel settore *agricoltura* ha raggiunto nel 2003 il suo valore di massimo (126,3 tep/milioni euro '99), per poi registrare nel periodo 2003–2004 una forte contrazione (-11,5%), che ha fatto segnare il suo valore di minimo con 111,8 tep/milioni euro'99. Nel 2005 essa è tornata nuovamente a crescere attestandosi sui 114,6 tep/milioni euro'99. Ciò per effetto di una contrazione della variabile economica pari al 2,3% e di un aumento seppur leggero dei consumi (+ 0,2%).

Tabella 3.13 – Intensità energetica del settore "Agricoltura". Anni 2003-2005

	2003	Variazione 2003/2002	2004	Variazione 2004/2003	2005	Variazione 2005/2004
Valore Aggiunto	26.754 M€ ('99)	- 4,9%	30.378M€ ('99)	+ 13,5%	29.692 M€ ('99)	- 2,3%
Consumi finali di energia	3,38 Mtep	+ 2,5%	3,39 Mtep	+ 0,5%	3,40 Mtep	+0,2%
Intensità energetica	126,3 tep/ M€ ('99)	+ 7,7%	111,8 tep/ M€ ('99)	-11,5%	114,6 tep/ M€ ('99)	+2,5%

Fonte: Elaborazione dati Ministero dello Sviluppo Economico, ISTAT

Si rileva tuttavia che nel periodo considerato 2003-2005 l'intensità energetica è diminuita del 9,3%. A fronte di andamenti di segno opposto del V.A., che fanno registrare nell'intero periodo un aumento dell'11%, si evidenzia una relativa stabilità dei consumi aumentati di poco più dello 0,7 %.

¹² A livello internazionale, per il settore residenziale, si utilizza come indicatore il rapporto tra i consumi energetici del settore sul numero delle unità abitative. Poiché, in Italia, i dati aggiornati delle abitazioni risalgono al 14° Censimento della popolazione e delle abitazioni del 2001, in questa sede si preferisce utilizzare come indicatore l'intensità energetica del settore, calcolata come rapporto tra i consumi energetici e le spese delle famiglie.

Conclusione

Dopo almeno due decenni (dal 1975 al 1995) in cui la crescita economica ha mostrato tassi di variazione molto superiori a quelli energetici, negli ultimi anni il trend sembra essersi invertito, con tassi di variazione del PIL minori (se non addirittura di segno negativo) rispetto a quelli dei consumi energetici. Questi, malgrado il forte rallentamento del PIL registrato nel 2005, sono complessivamente in ascesa e sembrano trainati soprattutto dalle variazioni registrate nei consumi energetici elettrici e di gas naturale del settore civile, sia terziario che residenziale, evidenziando quanto la componente climatica influisca in modo considerevole sui consumi energetici per riscaldamento e condizionamento. Non a caso i confronti delle intensità a livello internazionale (Eurostat) vengono effettuate utilizzando dati sui consumi destagionalizzati.

L'analisi per settori mostra, in generale, una tendenza al rallentamento della crescita delle intensità energetiche, anche se i confronti risultano di difficile attuazione per la mancanza di dati coerenti e per i diversi modi di calcolare le intensità energetiche, ad esempio nel settore residenziale e nei trasporti.

Il confronto con la situazione europea, mostra che l'Italia, non riesce a seguire il ritmo di riduzione dell'intensità energetica di gran parte dei paesi europei, riducendo progressivamente il beneficio derivatale da una posizione iniziale favorevole.

3.1.2 Sicurezza e approvvigionamento: il recepimento delle direttive dell'UE

L'intervento dell'Unione europea si è focalizzato sugli aspetti di riduzione della dipendenza energetica e sicurezza dell'approvvigionamento da realizzarsi in maniera sinergica con l'aumento della competitività del sistema produttivo e un forte impegno sul tema dei cambiamenti climatici.

Nel quadro della strategia di rilancio della propria economia e competitività, l'Unione europea negli ultimi anni ha moltiplicato gli sforzi per garantire un servizio di fornitura di elettricità e gas affidabile ed economicamente sostenibile. Il fulcro dell'attività dell'Unione in questo senso è rappresentato dagli sforzi tesi a realizzare un mercato interno dell'energia elettrica e del gas caratterizzato dall'introduzione graduale della concorrenza nei segmenti competitivi delle due filiere.

Per quanto riguarda l'Italia, molte delle disposizioni contenute nelle direttive del 2003 erano già state adottate con i decreti legislativi n. 79 del 16 marzo 1999¹³ e n. 164 del 23 maggio 2000, meglio noti, rispettivamente, come decreti Bersani e Letta. In particolare, il d. lgs 79/99, costituisce una norma quadro che liberalizza, nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico, tutte le attività della filiera elettrica ad eccezione di quelle di trasmissione e dispacciamento – mantenute in riserva allo Stato – e la distribuzione, affidata in concessione su scala locale. Allo stesso modo il d. lgs 164/00 ha ridisegnato interamente la struttura del settore del gas in Italia, prevedendo che le attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale siano libere e aperte alla concorrenza, nei limiti previsti dal medesimo decreto.

I due decreti sono stati successivamente più volte integrati e modificati per adeguarli alle disposizioni comunitarie: per dare completa e corretta attuazione alle due direttive del 2003 è stato recentemente presentato all'esame del parlamento il disegno di legge 691 del 28 giugno 2006, noto come ddl Bersani, con il quale si delega il governo ad adottare uno o più decreti legislativi per completare il processo di liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale.

Il contesto nazionale

L'Italia ha recepito in anticipo la maggior parte delle disposizioni contenute nelle direttive comunitarie del 2003 ed in alcuni casi è andata oltre, ricorrendo a strumenti non previsti dalla normativa comunitaria. Il processo di liberalizzazione non può tuttavia dirsi ancora completato, in quanto permangono una serie di criticità strutturali dei mercati nazionali dell'elettricità e del gas, legate al peso dei rispettivi operatori dominanti. In entrambi i mercati, sono state adottate disposizioni mirate ad attuare i principi di separazione delle attività infrastrutturali rilevanti.

¹³ Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica", in GU del 31 marzo 1999.

La liberalizzazione del settore elettrico introdotta con il decreto Bersani si basa su tre elementi strettamente correlati, la garanzia di una pluralità di produttori, l'accesso alla rete e la libertà di scelta per i clienti idonei.

Per quanto riguarda l'apertura alla concorrenza dal lato dell'offerta, il mercato della generazione è ancora fortemente caratterizzato da un fornitore, l'Enel, dominante non solo dal punto di vista della quantità degli impianti ma della qualità degli stessi in grado di determinare il prezzo in borsa. L'Enel detiene inoltre la quasi totalità degli impianti di pompaggio e di punta nonché una rilevante quota degli impianti di mid merit, che le consentono un notevole vantaggio competitivo per la copertura di una parte prevalente del fabbisogno orario in quasi tutte le zone del paese.

Per quanto riguarda la trasmissione, nel novembre del 2005 è divenuta operativa la riunificazione della proprietà e della gestione della rete nazionale in mano a TERNA, società originariamente costituita da ENEL in attuazione del Decreto Bersani¹⁴. In vista di tale riunificazione, nel corso del 2005, ENEL ha ridotto la propria partecipazione in TERNA fino a possedere circa il 5% delle sue azioni. Il rimanente capitale sociale è stato distribuito tra la Cassa depositi e prestiti (CDP)¹⁵ - che, con il 29,99%, ha di fatto acquistato il controllo esclusivo della società - e le Generali - con circa il 5% - mentre il restante 60% è rimasto flottante.

Tale complessa operazione è stata assentita dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato¹⁶ a conclusione di un'istruttoria iniziata nel giugno 2005 e motivata dalla preoccupazione che l'operazione fosse "suscettibile di determinare la creazione o il rafforzamento di una posizione dominante sul mercato di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, tale da eliminare o ridurre in modo sostanziale e durevole la concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e nel mercato dei servizi di dispacciamento". L'autorizzazione dell'Autorità è stata tuttavia subordinata al rispetto di una serie di condizioni atte ad assicurare che la gestione della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) da parte della CDP garantisse il rispetto dei requisiti di neutralità e indipendenza dei comportamenti in relazione agli interessi dei soggetti operanti sui mercati a valle di vendita/acquisto di energia elettrica.

La liberalizzazione del mercato del gas naturale sta procedendo con maggiore lentezza rispetto a quella dell'energia elettrica. Il settore del gas sconta infatti una maggiore concentrazione del mercato ed una forte rigidità nell'accesso alle reti di trasporto internazionale verso l'Italia.

¹⁴ La riunificazione è stata prevista dall'art. 1 ter della legge n. 290 del 27 ottobre 2003, che ha imposto al Governo di definire, tramite un apposito decreto, i criteri per procedere alla riunificazione tra la proprietà della rete di trasmissione elettrica nazionale e la sua gestione, nonché alla successiva privatizzazione della nuova entità giuridica conseguente alla riunificazione tra Terna e GRTN. In ottemperanza a quanto previsto da tale articolo, il Governo ha emanato il DPCM 11 maggio 2004¹⁴, che definisce i tempi e le modalità della fusione di Terna con la società di gestione della rete di trasmissione nazionale e la successiva privatizzazione del soggetto risultante.

¹⁵ La CDP è un'amministrazione dello Stato dotata di propria personalità giuridica e di autonomia ordinamentale, organizzativa, patrimoniale e di bilancio, che svolge attività e servizi di interesse economico generale. CDP è stata trasformata in società per azioni con il DL 30 settembre 2003, n. 269. Il capitale sociale di CDP è attualmente detenuto per il 70% dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF), che esercita il controllo sulla società, e per il restante 30% è suddiviso tra sessantasei fondazioni di origine bancaria italiane.

¹⁶ C7065 - Cassa depositi e prestiti/trasmissione elettricità rete nazionale-gestore della rete di trasmissione nazionale *Provvedimento n. 14542*.

La produzione nazionale di gas naturale è in continuo calo e conseguentemente la dipendenza dell'Italia dalle importazioni aumenta sensibilmente di anno in anno. L'attività di approvvigionamento è controllata dall'ENI, ex monopolista pubblico ed attuale operatore dominante, che oltre a possedere circa l'84,1% della produzione nazionale, controlla direttamente o indirettamente anche le importazioni di gas dall'estero. Nel 2005 l'Eni ha immesso sul mercato all'ingrosso il 66% del fabbisogno nazionale¹⁷, percentuale che tuttavia sale a quasi l'80% se si considerano le cosiddette vendite innovative, cioè le vendite di gas fuori frontiera a propri concorrenti selezionati, studiate per rispettare i tetti antitrust imposti dal D.lgs 164/00. A tale proposito è necessario evidenziare che il disegno di legge n. 691 presentato all'esame del parlamento il 28 giugno 2006 prevede, tra l'altro, la rimodulazione di tali tetti in funzione dello sviluppo atteso del mercato.

I potenziali nuovi entranti trovano forti difficoltà a penetrare il mercato italiano in quanto la capacità delle infrastrutture di trasporto in Italia è sostanzialmente dimensionata al soddisfacimento degli impegni legati ai contratti d'importazione sottoscritti da Eni prima dell'entrata in vigore della Direttiva europea 98/30/CE. L'integrazione verticale sull'estero delle attività dell'operatore dominante rendono dunque scarsamente appetibile il mercato italiano del gas naturale.

L'Eni controlla direttamente o indirettamente tutti i segmenti della filiera del gas in Italia. Per quanto concerne il trasporto, il principale operatore nazionale, la SNAM Rete Gas, è controllato per il 50% dall'ex monopolista, anche se tale situazione è destinata a mutare in quanto, conformemente a quanto disposto dalla legge n. 290/03, a decorrere dal 1 luglio 2007, nessuna società operante nel settore gas naturale potrà detenere una quota superiore al 20% in società proprietarie delle reti di trasporto. Tale scadenza è stata tuttavia prorogata al 2008 dalla legge finanziaria 2006, nuovi rinvii sono stati proposti nella finanziaria 2007, e il tema è ancora oggetto di dibattito politico.

Per quanto riguarda lo stoccaggio invece, la STOGIT, proprietaria della quasi totalità dei siti di stoccaggio ubicati in Italia, è una società separata del gruppo Eni, posseduta al 100% dall'ex monopolista¹⁸. Come evidenziato dall'emergenza gas dell'inverno 2006, l'attuale livello di stoccaggio è insufficiente a garantire sicurezza al sistema ed agli utenti finali. Sono necessari ulteriori investimenti per l'apertura di nuovi siti e il migliore utilizzo di quelli esistenti.

La proprietà della rete di distribuzione infine, pur essendo maggiormente frammentata è in mano al gruppo Eni per una quota pari a circa il 30% del totale attraverso la società ITALGAS. Va rilevato come sia ancora oggetto di discussione la localizzazione di impianti di gassificazione che consentirebbero l'acquisizione di gas naturale liquefatto (GNL).

3.1.3 Le politiche e le misure nazionali per l'obiettivo di Kyoto

L'Italia è molto distante dal raggiungere l'obiettivo di Kyoto: con riferimento all'anno 2004 le emissioni nazionali di gas serra sono aumentate rispetto al 1990 del 12,2% e sono del 20% superiori a quanto previsto dall'obiettivo. Per colmare questo divario sono state approntate due delibere CIPE, è stato approvato il Piano Nazionale per la riduzione dei gas serra e implementato il sistema europeo di Emission Trading (ET) per il primo periodo 2005-2007 attraverso la realizzazione del Primo Piano Nazionale di Allocazione delle emissioni; il 18 dicembre 2006 è stato inoltre presentato alla Commissione Europea il secondo Piano Nazionale di Allocazione per il periodo 2008-2012. Nel seguito vengono brevemente riassunti obiettivi e misure conseguenti.

La prima delibera CIPE¹⁹, individuava degli obiettivi di riduzione delle emissioni per settore e una serie di misure di intervento per colmare una distanza dall'obiettivo di 95-112 Mt CO₂ eq.

¹⁷ Inclusi i consumi delle società collegate

¹⁸ Stogit gestisce otto stoccaggi di cui sette nella valle padana (Brugherio, Cortemaggiore, Ripalta, Sergnano, Settala, Minerbio, Sabbioncello) e uno nell'Italia centrale (San Salvo). Al momento l'unica concorrente della Stogit è la Edison Stoccaggio, società separata del gruppo Edison, che gestisce due piccoli stoccaggi (Cellino in Abruzzo e Collalto in Veneto). Sono in corso delle procedure autorizzative per sei nuovi siti di stoccaggio assegnati a tre società: Edison Stoccaggio, Independent Gas Management e Geogas.

¹⁹ Delibera CIPE n. 137/98

La seconda delibera²⁰ del 2002 definiva uno scenario tendenziale atto a colmare la distanza dall'obiettivo di Kyoto di 92,6 Mt CO₂ eq., con una lista di misure già individuate anche se non ancora tutte decise, pari a 51,8 Mt CO₂ eq. (di cui 12 Mt CO₂ eq. da realizzarsi con i meccanismi flessibili) e individuava un conseguente scenario di riferimento con una distanza pari a 41 Mt CO₂ eq. Per colmare il gap dall'obiettivo di Kyoto veniva valorizzato il potenziale di assorbimento di carbonio per un valore di 10,2 Mt CO₂ eq. e individuata una lista di opzioni per misure ulteriori in cui scegliere, in maniera economicamente efficace, le soluzioni migliori. La seconda delibera approvava, inoltre, un Piano nazionale per la riduzione delle emissioni di gas serra in cui tutte queste misure venivano esplicitate, con una serie di approfondimenti sulle misure individuate, misure riguardanti il settore della produzione energetica, i settori degli usi finali e i cosiddetti sink.

Il Piano di Allocazione delle emissioni per il periodo 2008-2012 fornisce il quadro più aggiornato per capire come il Paese intende raggiungere il suo obiettivo. Il nuovo quadro revisiona la serie storica di emissioni e quindi ridefinisce un nuovo obiettivo di emissione, pari a 485,7 Mt CO₂ eq. Non viene più considerato lo scenario tendenziale, in quanto si ritengono già acquisite le misure avviate o comunque decise entro il 30 giugno 2002 (51,8 Mt CO₂ eq.), anche se ne viene effettuato un aggiornamento. La revisione di aggiornamento comporta una diminuzione di quanto previsto nella precedente delibera. L'impatto delle misure passa da 51,8 Mt CO₂ eq. a 41,4 Mt CO₂ eq. In particolare rimangono costanti i valori dei settori dell'industria elettrica e quelli del settore civile, mentre diminuiscono quelli del settore trasporti e quelli da realizzarsi attraverso i meccanismi flessibili, come riportato in tabella.

Tabella 3.14 – Revisione delle misure di riduzione incluse nello scenario di riferimento (Mt CO₂ eq.)

	Delibera Cipe 123/2002	Revisione
Industria elettrica	26	26
Civile	6,3	6,3
Trasporti	7,5	4,6
Meccanismi flessibili (MF)	12	4,5
Totale	51,8	41,4

Fonte: MSE, MATT PNA 2, 18 dicembre 2006

Tabella 3.15 – Quadro di sintesi delle riduzioni secondo il protocollo di Kyoto (Mt CO₂ eq.)

Emissioni 1990	519,5
Emissioni 2000	554,6
Emissioni 2004	580,7
Scenario Riferimento 2010	587,3
Obiettivo Kyoto	485,7
Distanza Obiettivo	95,0

Fonte: MSE MATT PNA2 18 dicembre 2006

Come si vede in tabella 3.15, il nuovo quadro di programmazione deve tenere conto di una distanza dall'obiettivo di Kyoto pari a 95,0 Mt CO₂ eq. (distanza tra le emissioni del 2004 e l'obiettivo di Kyoto).

Per colmare la distanza dall'obiettivo, il Piano Nazionale di Allocazione prevede una serie di misure nazionali che comportano riduzioni delle emissioni di 42,15 Mt CO₂ eq. Di questi, 32,7 riguardano settori non soggetti alla direttiva ET e 9,45 parti di settori ETS non soggetti alla Direttiva. Altre misure per 10,65 sono individuate nei settori ETS soggetti alla Direttiva e quindi per evitare doppi conteggi non vengono conteggiati per il raggiungimento dell'obiettivo.

20 Delibera CIPE n. 123/02

L'utilizzo dei cosiddetti Sink prevede un assorbimento di gas serra per 16,2 Mt CO₂ eq. Il sistema ET (con il Piano Nazionale di Allocazione per il secondo periodo 2008-2012) comporta 18,1 Mt CO₂ eq. e il ricorso ai meccanismi flessibili per 19,0 Mt CO₂ eq., come riportato in tabella.

Tabella 3.16 – Misure di riduzione previste dal Piano Nazionale di Allocazione (Mt CO₂ eq.)

Misure nazionali	42,15
Misure settori non soggetti alla Direttiva ETS	32,70
Misure settori ETS non soggetti alla direttiva	9,45
Sink	16,20
ETS	18,10
Totale	76,45
Meccanismi flessibili (MF) (CDM JI)	19,00
TOTALE	95,45

Per l'attuazione del protocollo di Kyoto sono state recentemente varate misure di revisione e recepimento di direttive europee (rendimento energetico edifici, cogenerazione); altre misure sono previste nella legge finanziaria 2007 (incentivi, detrazioni fiscali, recepimento di misure di direttive europee e costituzione di fondi nuovi e di riorientamento di fondi esistenti).

Le misure e gli effetti previsti sono descritti nel seguito con riferimento ai settori di incidenza.

Settore elettrico (industria energetica)

Si considerano già acquisiti 3200 MW di cicli combinati, 2300 MW di nuova capacità di import elettrico e 2800 MW di fonti rinnovabili, con una riduzione complessiva di 26 Mt CO₂ eq., come riportato nella delibera Cipe del 2002. Per le nuove misure, si considerano una produzione di fonti rinnovabili con una riduzione di 5,5 Mt CO₂ eq e una riduzione di 8 Mt CO₂ eq per piccola e media cogenerazione distribuita ad alto rendimento di elettricità, calore e freddo. Di questi valori, tenendo conto che la maggior parte del settore è soggetto alla direttiva ET, solo le quote rispettivamente pari a 2,75 e 4 Mt CO₂ eq, possono essere considerate come contributo alla copertura del gap. Non si tiene conto invece, della riduzione della domanda elettrica dovuta agli effetti dei decreti sull'efficienza energetica, per la quota parte elettrica, le cui riduzioni di emissioni vengono ancora contabilizzate nel settore civile e nel settore industriale. Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile si può osservare che da un lato, con il valore proposto si ottiene una produzione elettrica da fonti rinnovabili pari a circa 83 TWh al 2010 che potrebbe essere insufficiente a raggiungere l'obiettivo europeo del 25%, dall'altro si rende necessario un potenziamento o un cambiamento dell'attuale struttura di incentivazione delle fonti rinnovabili.

Per la cogenerazione, i valori proposti possono risultare elevati, soprattutto se riferiti unicamente alla media e microcogenerazione, come riportato nel PNA. Non si tiene conto del contributo che potrebbe fornire la cogenerazione teleriscaldamento. Il fondo di rotazione istituito nella Finanziaria, se da un lato indica una attenzione alla promozione di queste tecnologie, per la quota parte che può essere dedicato alla microcogenerazione e alla piccola cogenerazione con fonti rinnovabili, risulta insufficiente a raggiungere l'obiettivo proposto. Dovrebbe essere aumentato e mantenuto per tutto il periodo 2008-2012. Per la cogenerazione di taglie maggiori è stato presentato uno schema di decreto legislativo per il recepimento della direttiva europea, che prevede il riconoscimento dei certificati bianchi. Meccanismo probabilmente sufficiente per la cogenerazione industriale, ma insufficiente a promuovere la cogenerazione-teleriscaldamento, che deve sopportare gli oneri di una rete di distribuzione del calore.

Andrebbe ancora sviluppato il contributo per quanto piccolo che può apportare il solare termico, in termini di minore produzione di acqua calda da scaldabagni elettrici. Misura di promozione che pure è presente nella legge finanziaria per il 2007 (comma 346) e nella proposta di revisione del decreto legislativo sul rendimento energetico degli edifici.

Settore civile

I valori riportati nel PNA considerano già acquisite riduzioni di emissioni per 6,3 Mt CO₂ eq., dovute ai decreti sull'efficienza energetica del luglio 2004, per il periodo 2005-2009. Questi decreti revisionando i precedenti decreti del 24 aprile 2001, hanno spostato il periodo di riferimento dal 2002-2006 al 2005-2009, con una posticipazione, quindi, del contributo e dell'efficacia ai fini della riduzione delle emissioni. Come detto precedentemente, parte di queste riduzioni (quelle dovute al risparmio di energia elettrica), dovrebbero essere assegnate in parte al settore industria elettrica, in parte al settore industriale e al settore trasporti (per questo ultimo settore in realtà si tratta di una quota molto bassa). Questo è importante, soprattutto per la quota di attribuzione al settore industria elettrica, in quanto può influire sui criteri di assegnazione dei tetti di emissione per il termoelettrico nel sistema ETS. Per le nuove misure si prevede il prolungamento di questi decreti con un contributo di riduzione di 6,5 Mt CO₂ eq. Si può osservare che il valore di 6,5 Mt comporta un leggero aumento degli obblighi previsti ad oggi. Bisogna inoltre considerare che esistono altre posizioni in cui vengono proposti valori più elevati, come ad esempio nella proposta di disegno di legge Ronchi. In questo caso lo strumento normativo di attuazione del prolungamento dei decreti sull'efficienza, è previsto in due proposte di disegni di legge²¹.

In finanziaria sono previste alcune misure di incentivazione per frigoriferi, congelatori e illuminazione, che possono giustificare un incremento di questi obiettivi.

Inoltre, nel settore civile, sono previste riduzioni delle emissioni dovute alla proposta di revisione del decreto sul rendimento energetico degli edifici, per un valore di 5 Mt CO₂ eq., valore che risulta sovradimensionato tenendo conto degli obiettivi di risparmio di cui sopra e anche delle pur valide forme di incentivazioni riportate in finanziaria sulla riqualificazione degli edifici esistenti e sugli edifici di nuova costruzione.

Settore trasporti

I dati riportati nel PNA considerano già acquisite riduzioni per 4,6 Mt CO₂ eq., valore inferiore a quanto previsto nella delibera CIPE del 2002, che denota una difficoltà di intervento nel settore. Per le nuove misure, si prevedono complessivamente riduzioni pari a 19,5 Mt CO₂ eq. da ottenersi attraverso sostituzione di autoveicoli inquinanti con autoveicoli meno inquinanti (9 Mt CO₂ eq.), misure infrastrutturali (4,5 Mt CO₂ eq.) e utilizzo di biocarburanti (6 Mt CO₂ eq.). Per quanto riguarda gli autoveicoli inquinanti, la misura prevede la sostituzione nel periodo 2007-2011 delle auto circolanti immatricolate prima del 1996 che hanno emissioni superiori a 145 g CO₂/km con auto a emissioni inferiori.

Con questa misura, di cui manca lo strumento normativo di attuazione, se si escludono i pur validi incentivi proposti in finanziaria e tenendo conto dei tempi di ricambio del parco auto, difficilmente si riesce ad ottenere una riduzione di 9 Mt CO₂ eq. Questo valore potrebbe essere rivisto e approfondito, tenendo conto che il settore dei trasporti è uno dei principali settori di emissione nazionali, e che il piano di azione europeo sull'efficienza energetica²² prevede un obiettivo al 2012 di 120 g CO₂/km. Anche le riduzioni dovute alle misure infrastrutturali non sono supportate da adeguati strumenti normativi e risorse finanziarie. La finanziaria prevede un fondo per la mobilità sostenibile pari a 90 milioni di € l'anno per il periodo 2007-2009, finalizzato al miglioramento della qualità dell'aria nelle aree urbane e al potenziamento del trasporto pubblico. Questo fondo, per obiettivi ed entità, può coprire solo in parte il raggiungimento dell'obiettivo. Un ulteriore fondo utilizzabile, previsto in finanziaria, è quello per la competitività e lo sviluppo, dove sono previsti interventi per la mobilità sostenibile.

Per quanto riguarda la riduzione di emissioni associata all'utilizzo dei biocarburanti tenendo conto degli obiettivi e incentivazioni riportati in finanziaria, il contributo dei biocarburanti può essere superiore.

Settore industria

La delibera CIPE del 2002 non prevedeva misure specifiche per il settore industriale. Probabilmente riteneva che gli interventi nel settore fossero compresi nei decreti sull'efficienza energetica riportati per il settore civile. Le nuove misure, oltre al prolungamento dei decreti di efficienza energetica, sempre riportati per il settore civile, prevedono una misura specifica riguardante la sostituzione dei motori industriali con motori ad alta efficienza per un totale di

²¹ Disegno di legge Bersani e Ronchi

²² Action Plan for Energy Efficiency COM(2006)545 final

3,6 Mt CO₂ eq., di cui 1,8 Mt CO₂ eq. viene considerato come contributo alla copertura del gap, in quanto la maggior parte del settore è soggetto alla direttiva *Emission Trading*. Questo valore, tenendo conto del normale ricambio del mercato e anche degli incentivi previsti in finanziaria per l'acquisto e sostituzione di motori (comma 358) e il fondo di rotazione Kyoto (comma 1113), va comunque approfondito. Bisogna approfondire soprattutto il rischio di doppio conteggio con la misura del prolungamento dei decreti di efficienza sull'uso finale. In ogni caso, a questa misura se ne può aggiungere un'altra riguardante l'utilizzo di variatori di frequenza per i componenti elettrici industriali, di cui è previsto un incentivo in finanziaria (comma 359).

Settori ETS

Dopo il primo periodo di allocazione 2005-2007, che ha visto a livello europeo la sovra allocazione di emissioni in alcuni stati e la sotto allocazione in altri, è in fase di approvazione il Piano per il secondo periodo 2008-2012. A livello nazionale è stato assegnato, ai settori sottoposti alla direttiva (in pratica termoelettrico, raffinazione e parte dei settori industriali) un tetto medio annuo nel periodo pari a 209 Mt CO₂ eq., suddiviso in 116,5 per il termoelettrico e 92,5 Mt CO₂ eq. per i settori non termoelettrici (valori comprensivi delle quote per i nuovi entranti).

Per la definizione dei tetti agli impianti termoelettrici esistenti è stata utilizzata la metodologia di 3 benchmarks differenziati per combustibile:

Gas naturale	0,358 kg CO ₂ /kWh
Olio	0,613 kg CO ₂ /kWh
Carbone	0,757 kg CO ₂ /kWh

Per gli impianti CIP6 cogenerativi fino alla durata della Convenzione, visto che godono di una incentivazione tariffaria, per evitare ulteriori vantaggi, è stato utilizzato il benchmark del gas 0,358 kg CO₂ /kWh per 1800 ore/anno, mentre per gli impianti CIP6 non cogenerativi e CIP6 cogenerativi dopo la fine della Convenzione, non essendoci il vantaggio tariffario, l'assegnazione è stata effettuata seguendo le regole generali relative alla categoria/combustibile di appartenenza dell'impianto.

Inoltre, una quota parte dei 209 Mt CO₂ pari a 12 Mt CO₂ sarà assegnata a titolo oneroso. Di questi 10,3 Mt CO₂ al settore termoelettrico (solo carbone sia esistenti che nuovi entranti), che corrisponde a circa 2200 MW di potenza installata e 13 TWh di energia elettrica e 1,7 Mt CO₂ ai settori non termoelettrici.

L'impatto del sistema ETS nazionale alla riduzione della distanza da Kyoto viene valutato in 18,1 Mt CO₂ eq.

Assorbimento del carbonio

L'assorbimento di carbonio da parte del sistema agroforestale a seguito degli accordi di Nairobi è stato valutato in 16,2 Mt CO₂ eq. Di questi 10,2 Mt CO₂ eq. riguardano la gestione forestale, altri 4 Mt CO₂ eq. riguardano altre attività legate alle foreste esistenti. Più difficile risulta l'acquisizione delle altre 2 Mt CO₂ eq. dovute a misure di nuova forestazione, a causa dell'elevato costo iniziale della realizzazione di nuove foreste rispetto al basso contributo che queste possono fornire nel periodo 2008-2012. Infatti rispetto al contributo di riduzione di carbonio relativo al fine turno dell'impianto, valutato in circa 30 Mt CO₂ eq., il contributo per il periodo di riferimento è valutabile in 2 Mt CO₂ eq. Si tratterebbe quindi di un investimento oneroso ma che andrebbe a incidere anche il periodo post-Kyoto.

Meccanismi flessibili

Uno degli aspetti più importanti in discussione riguarda il contributo dei meccanismi flessibili al raggiungimento dell'obiettivo di Kyoto. Ovvero quante iniziative bisogna effettuare fuori dai confini nazionali per raggiungere l'obiettivo. I criteri per definire questa scelta sono ampi e molto complessi. Focalizzandoci solo sugli aspetti nazionali e tralasciando quindi aspetti ad esempio internazionali legati a responsabilità storiche dei paesi sviluppati, maggiori rispetto a quelli in via di sviluppo, questi criteri, vanno dal costo opportunità di ogni singola misura, alla possibilità di innovazione del sistema produttivo nazionale attraverso interventi fatti in Italia,

alla innovazione del sistema industriale, legato alla potenzialità di esportazione di prodotti e manufatti nazionali, alla opportunità di creare nuova occupazione. Le indicazioni ufficiali a livello istituzionale si basano sull'indicazione di massimizzare gli interventi nazionali. Dai dati sopra esposti la riduzione delle emissioni associata ai meccanismi flessibili viene valutata pari a 19 Mt CO₂ eq., che corrisponde a un contributo di circa il 20% alla copertura della distanza da Kyoto.

In realtà ad un esame più accurato il contributo dei meccanismi flessibili rischia di essere superiore. Infatti bisogna tenere conto che già sono state ritenute come acquisite riduzioni di emissione da interventi con meccanismi flessibili pari a 4,5 Mt CO₂ eq. previste dalla seconda delibera CIPE e che quindi sono aggiuntive rispetto alle 19 Mt CO₂ eq. Inoltre si deve tenere conto che la normativa ET prevede la possibilità di effettuare riduzioni di emissioni per una quota massima pari al 25% del tetto assegnato all'Italia attraverso meccanismi flessibili. Per cui diventa difficile valutare ex ante il ricorso a questa opzione da parte dei soggetti interessati (il tetto assegnato all'Italia ai settori ETS è pari a 209 Mt CO₂). A questo si aggiunge il rischio di doppio conteggio nella valutazione delle misure. Ad esempio la realizzazione di un impianto di fonti rinnovabili per produrre energia elettrica utilizzata per rimanere sotto il tetto di emissione da una azienda sottoposta ad emissions trading non può essere conteggiata anche come contributo delle misure nazionali fuori emissions trading.

Bisogna ancora tenere conto della difficoltà di realizzare iniziative con i Meccanismi Flessibili con i paesi dell'est Europa e i paesi in via di sviluppo, vista la loro non ancora adeguata *capacity building*, come denota anche la realizzazione ad oggi di sole 4.5 Mt CO₂ eq. delle 12 previste dalla delibera CIPE del 2002. Infine, anche se le indicazioni riportate nell'ultima finanziaria e l'accelerazione del recepimento delle direttive europee vanno nella direzione di un potenziamento delle misure nazionali, il quadro complessivo della normativa di sostegno delle misure, il ritardo nella diffusione delle fonti rinnovabili e dello sviluppo del sistema dei certificati verdi rispetto ai tempi previsti, nonché la mancanza di un'effettiva apertura di un mercato dell'efficienza energetica e della finanza ad esso associata rischiano di aumentare il ricorso all'acquisto di diritti di emissione.

L'impegno economico

La valutazione dell'impegno economico per il raggiungimento dell'obiettivo di Kyoto risulta molto complessa, sia per la quantità e diversità degli attori interessati, sia perchè diversi sono i soggetti su cui ricadono gli oneri e i benefici.

Nella seconda metà del 2005 il prezzo di 1 tonnellata di CO₂ veniva valutato in un intervallo compreso tra 20-25 €/t CO₂, nella prima metà del 2006 il prezzo si aggirava in un intervallo compreso tra 25-30 €/t CO₂, con un allineamento dei due prezzi, spot e future. Da giugno 2006 a settembre 2006 si è registrata una diminuzione del prezzo in un intervallo compreso tra 15-20 €/t CO₂, con un leggero disallineamento dei due prezzi, e con il valore del future maggiore. Nell'ultimo periodo, il disallineamento è cresciuto. Il valore del prezzo *spot* è diminuito in un intervallo tra 5-10 €/tCO₂, mentre il *future* si è mantenuto a valori compresi tra 15-20 €/tCO₂. Evidentemente sul prezzo *spot* ha inciso la sovra allocazione di alcuni stati dei tetti di emissioni nello schema europeo ET del periodo 2005-2007.

Il costo degli interventi di riduzione del carbonio nel settore agroforestale viene valutato complessivamente nei 5 anni a 528,5 milioni €, per una riduzione di 16,2 Mt CO₂ eq. Di questi, 500 milioni di € afferiscono a misure di nuova forestazione con un beneficio complessivo a fine turno dell'impianto di 30 Mt CO₂ eq., mentre il contributo per il periodo 2008-2012 viene valutato in 2 Mt CO₂ eq.; nella valutazione si tiene conto dell'investimento complessivo.

Il costo degli interventi nazionali può oscillare a seconda dei settori di intervento e della incisività di un quadro normativo organico e di respiro strategico. In questa valutazione viene utilizzato un intervallo compreso tra 20-30 €/tCO₂ eq., che tiene conto delle indicazioni di mercato e delle incertezze dovute alla distanza dal periodo 2008-2012²³.

²³ Anche se in alcuni documenti vengono riportati costi che si aggirano attorno ai 10 €/tCO₂ eq. (PNR 2002 et al)

I costi degli interventi legati ai meccanismi flessibili che, come detto risentono della difficoltà di realizzazione di questi interventi e della loro effettiva contabilizzazione, vengono valutati intorno ai 5-10 €/tCO₂. Considerando questi fattori, una valutazione di massima comporta un impegno economico compreso tra 6,5-10 miliardi € nell'intero quinquennio (2008-2012), pari ad un impegno annuale compreso tra 1,3-2 miliardi di €. Si sottolinea che considerando solo i fondi previsti dalla finanziaria 2007, si ha un impegno per il triennio 2007-2009 di circa 1 miliardo di €, pari a circa 330 milioni di €/annui per il triennio 2007-2009. A questo bisogna correlare il beneficio che si ottiene da una bolletta energetica più bassa, dovuto ad una minore spesa per importazioni di energia. Gli interventi nazionali da un lato hanno costi superiori, ma dall'altro possono rappresentare una opportunità di innovazione e maggiore occupazione. Gli interventi all'estero da un lato hanno un costo inferiore, ma hanno anche una maggiore difficoltà di realizzazione e possono essere valutati positivamente solo se rappresentano una opportunità per il sistema produttivo di esportare tecnologia e capacità realizzative. Complessivamente si può dire che il problema risiede nella capacità di interpretare gli impegni per il raggiungimento degli obiettivi di Kyoto non solo in termini di costo per il sistema ma come una opportunità per il paese, in termini di sviluppo dell'innovazione del sistema produttivo nazionale e aumento dell'occupazione.

3.2. Consumo di energia nei settori di uso finale

3.2.1 Il settore Residenziale e Terziario (Civile)

Nel periodo 2000-2005 si è registrato un aumento dei consumi finali di energia del settore pari al 18% (tabella 3.17).

Tabella 3.17 - Consumi di energia nel settore civile per fonte. Anni 2000-2005 (ktep)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	variazione 2000-2005
Energia elettrica	10.589	10.870	11.331	11.925	12.273	12.653	19%
Gas	20.697	21.548	20.920	23.519	24.472	26.525	28%
Prodotti petroliferi	6.833	6.983	6.578	6.515	6.122	6.098	-11%
<i>GPL</i>	2.203	2.158	2.105	2.212	2.158	2.224	1%
<i>Gasolio</i>	4.306	4.481	4.145	3.982	3.710	3.628	-16%
<i>Olio combustibile</i>	323	343	328	321	254	245	-24%
Carbone	65	75	17	17	9	17	-74%
Totale fossili	27.595	28.606	27.515	30.051	30.603	32.630	18%
Legna (*)	1.154	1.234	1.067	1.132	1.353	1.252	8%
Totale usi finali (**)	39.338	40.709	39.913	43.108	44.229	46.535	18%

(*) In aggiunta, si stima un consumo di legna non commerciale di circa 3,4 Mtep.

(**) Energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh.

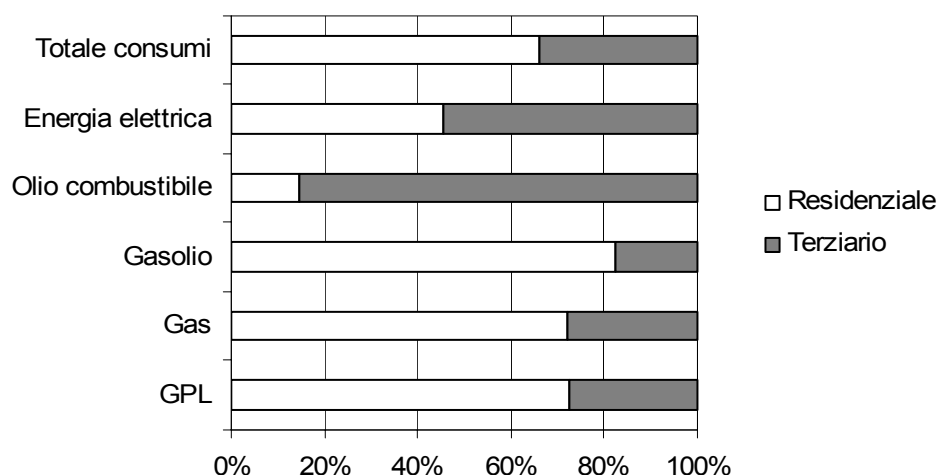
(***) Dati provvisori.

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Da un'analisi per fonte emerge un'inversione di tendenza nell'utilizzo del carbone che, pur riducendosi nell'intero periodo di riferimento del 74%, fa segnare nel 2005 un raddoppio rispetto al 2004 tornando al livello di consumi del 2002 e 2003. Continua a crescere l'uso del gas e dell'energia elettrica che fanno segnare nel 2005 un aumento complessivo rispettivamente del 28% e del 19% rispetto all'anno 2000.

La figura 3.8 mostra la ripartizione dei consumi energetici del settore civile tra residenziale e terziario nel 2005 per fonte energetica.

Figura 3.8 - Ripartizione dei consumi energetici tra residenziale e terziario per fonte. Anno 2005 (%)



Fonte: elaborazioni su dati MSE

3.2.1.1 Il settore residenziale

L'anno 2005 fa registrare un aumento dei consumi del settore residenziale del 16% circa rispetto al 2000 attestandosi intorno ad un valore di quasi 31 Mtep. Tale incremento, a livello di singole fonti energetiche, si traduce sostanzialmente in un aumento del consumo di gas naturale e di energia elettrica rispettivamente del 29% e del 10% mentre continua a diminuire il consumo degli altri idrocarburi che fanno segnare dal 2000 una riduzione rispettivamente pari all'87% (carbone), 37% (olio combustibile), 16% (gasolio). Contenuto invece l'aumento del GPL, intorno al 2% sull'intero periodo (tabella 3.18).

Tabella 3.18 - Consumi di energia nel settore residenziale per fonte (ktep)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	variazione 2000-2005
Energia elettrica	5.256	5.294	5.414	5.591	5.727	5.756	10%
Gas naturale	14.841	15.391	15.127	16.994	17.686	19.182	29%
Prodotti petroliferi	5.192	5.311	4.997	4.934	4.666	4.643	-11%
<i>GPL</i>	1584	1562	1530	1601	1565	1610	2%
<i>Gasolio</i>	3551	3692	3415	3282	3063	2997	-16%
<i>Olio combustibile</i>	57	57	52	50	39	36	-37%
Carbone	58	67	15	15	9	8	-86%
Totale fossili	20.090	20.769	20.140	21.943	22.362	23.833	19%
Legna	1.146	1.225	1.059	1.125	1.348	1.246	9%
Totale usi finali (*)	26.491	27.287	26.613	28.659	29.437	30.835	16%

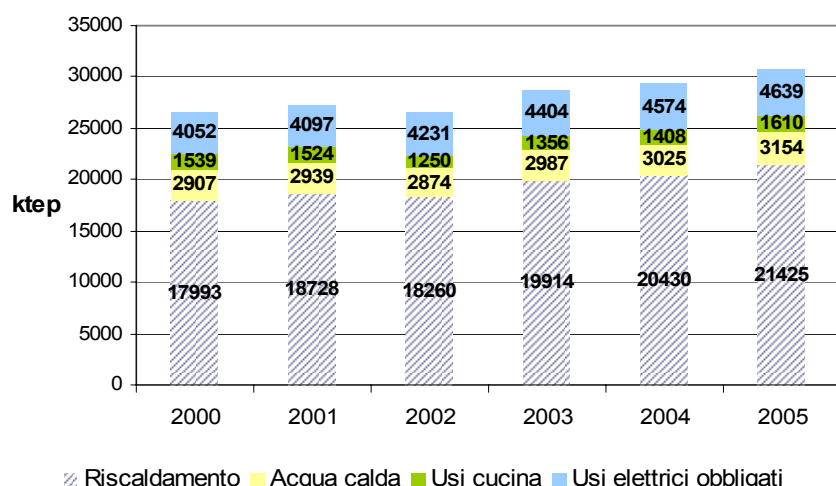
(*) Energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh

Fonte: elaborazioni su dati MSE

Gas naturale ed energia elettrica soddisfano nel 2005 quasi l'81% del totale dei consumi del settore residenziale, seguono il gasolio, la cui incidenza sul totale dei consumi risulta pari al 9,7%, GPL e legna con una incidenza sul totale pari rispettivamente al 5,2% e al 4%.

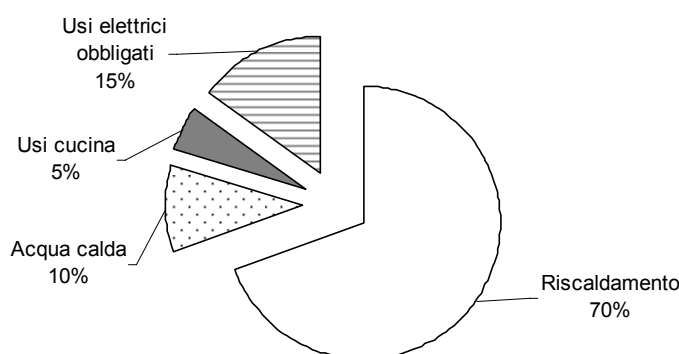
In termini di funzione d'uso la domanda energetica del settore, nel 2005, è prodotta per quasi il 70% dal riscaldamento, per il 15% da usi elettrici obbligati, per il 10% dalla produzione di acqua calda e per il rimanente 5% dagli usi cucina (figura 3.9 e 3.10)

Figura 3.9 - Trend consumi finali energia nel settore residenziale. Anni 2000-2005 (ktep)



Fonte: elaborazioni su dati MSE

Figura 3.10 - Consumi finali di energia nel settore residenziale per categoria d'uso. Anno 2005 (%)



Fonte: elaborazioni su dati MSE

Tabella 3.19 - Trend consumi finali energia per riscaldamento per fonte. Anni 2000-2005 (ktep)

	2000		2004		2005		variazione 2000-2005
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	
Energia elettrica	156	0.9%	175	0.9%	178	0.8%	14%
Gas	12,300	68.4%	15,031	73.6%	16,152	75.4%	31%
Prodotti petroliferi	4,340	24.1%	3,868	18.9%	3,849	18.0%	-11%
<i>GPL</i>	994	5.5%	975	4.8%	995	4.6%	0%
<i>Gasolio</i>	3,291	18.3%	2,856	14.0%	2,819	13.2%	-14%
<i>Olio combustibile</i>	55	0.3%	37	0.2%	35	0.2%	-36%
Carbone	52	0.3%	8	0.0%	0	0.0%	-100%
Totale fossili	16,692	92.8%	18,906	92.5%	20,000	93.3%	20%
Legna	1,145	6.4%	1,348	6.6%	1,246	5.8%	9%
Totale consumi (*)	17,993	100.0%	20,430	100.0%	21,425	100.0%	19%

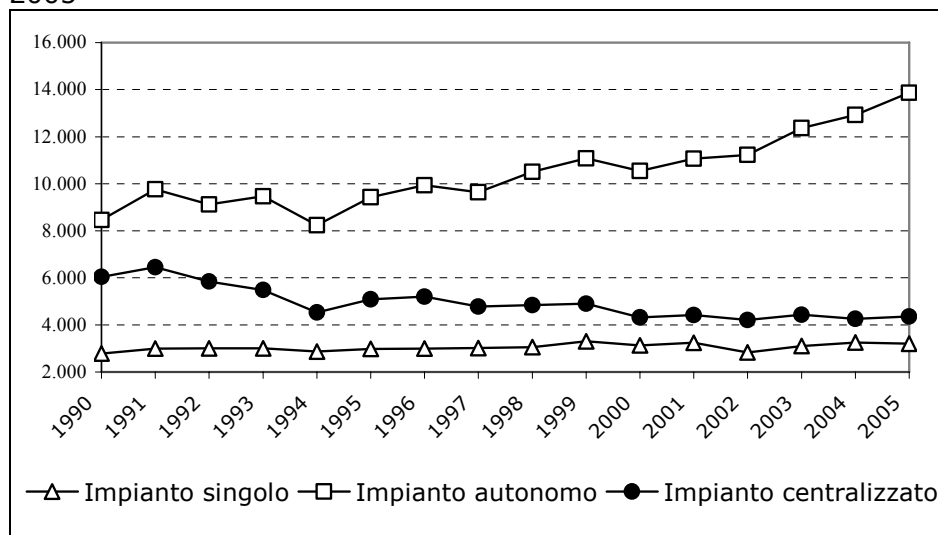
(*) Energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh

Fonte: elaborazione ENEA su dati MSE

Come appare evidente dalla tabella 3.19 tali consumi sono soddisfatti principalmente dall'utilizzo di gas naturale, la cui incidenza sul totale dei consumi complessivi per riscaldamento è passata dal 53% del 1990 al 75% del 2005. Il gasolio nel 2005 copre il 13% del totale dei consumi per riscaldamento, seguono legna e GPL che coprono rispettivamente il 5,6% e il 4,6% del totale. Analizzando i consumi per riscaldamento in base alla tipologia di

impianto emerge la forte diminuzione dei consumi degli impianti centralizzati dal 1990 al 2005 (-27%), diminuzione compensata da un forte aumento nei consumi degli impianti autonomi (+64% nel medesimo arco temporale); in leggero aumento anche i consumi degli impianti singoli (+15,4% dal 1990 al 2005). La figura 3.11 mostra l'andamento dei consumi per riscaldamento distinti per tipologia di impianto nell'arco temporale 1990-2003.

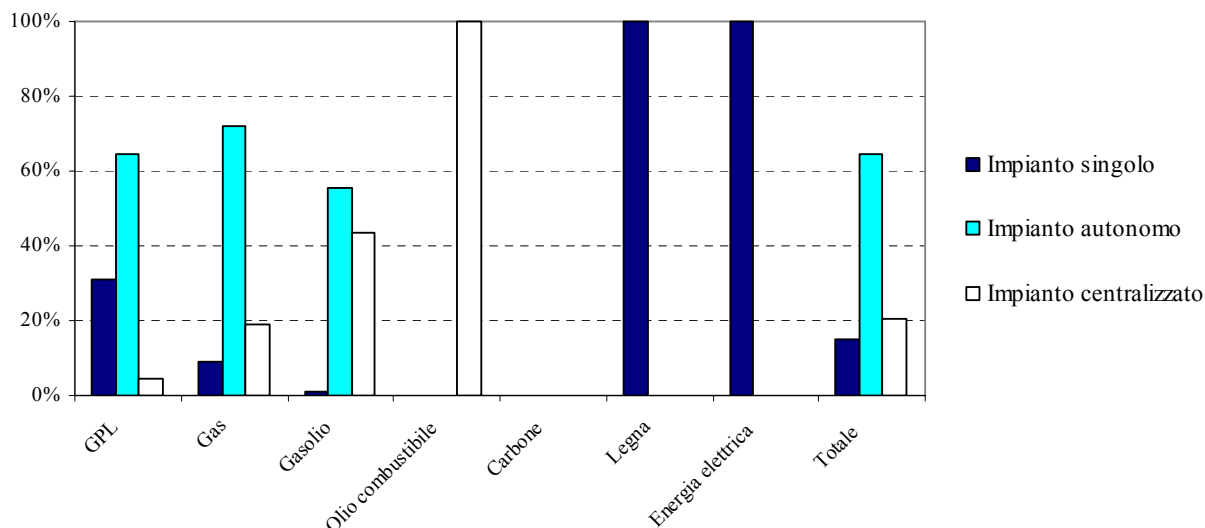
Figura 3.11 - Consumi finali di energia per tipologia di impianto di riscaldamento. Anni 1990-2005



Fonte: elaborazioni su dati MSE

Da un'analisi combinata dei consumi per fonte energetica e per tipologia di impianto emerge come il gas naturale venga impiegato quasi esclusivamente negli impianti di tipo autonomo (70% circa); per quanto riguarda i prodotti petroliferi, invece, bisogna operare una distinzione: l'olio combustibile viene utilizzato esclusivamente negli impianti di tipo centralizzato; il GPL viene impiegato principalmente negli impianti di tipo autonomo (più del 60%) e in quelli singoli (32%) mentre il gasolio è utilizzato in percentuale quasi uguale negli impianti autonomi (57%) e negli impianti centralizzati (42%). I consumi di legna e di energia elettrica per riscaldamento sono imputabili interamente all'impiego di apparecchi singoli: camino tradizionale (60%), camino innovativo (12%), stufa tradizionale (22%), stufa innovativa (6%), per la legna; stufe elettriche e pompe di calore per l'elettrico.

Figura 3.12 - Consumi finali di energia per fonte e per tipologia di impianto di riscaldamento. Anno 2005 (%)



Fonte: elaborazioni su dati MSE

La figura 3.12 mostra la distribuzione di ciascuna fonte energetica per tipologia di impianto di riscaldamento nell'anno 2003. I consumi di energia per la produzione di acqua calda, come appare evidente dai dati riportati nella tabella 3.20, sono cresciuti lentamente negli ultimi anni. Dal 2000 al 2005 tali consumi infatti sono passati da 2,9 Mtep a 3,1 Mtep. Nonostante la diminuzione nell'impiego di energia elettrica va evidenziato come tale fonte nel 2005 rappresenti ancora il 26,4% del totale dei consumi energetici per acqua calda. È il gas naturale la fonte maggiormente utilizzata: nel 2005 i consumi di gas per produrre acqua calda ammontano a 2031 ktep, pari al 64,4% del totale dei consumi.

Tabella 3.20 - Consumi di energia per produzione di acqua calda per fonte (ktep)

	1990		1995		2000		2004		2005	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Energia elettrica	906	32.3%	950	33.3%	929	32.0%	868	28.7%	833	26.4%
Gas naturale	1312	46.7%	1476	51.7%	1602	55.1%	184	6.1%	2031	64.4%
Prodotti petroliferi	581	20.7%	422	14.8%	372	12.8%	316	10.4%	289	9.2%
-GPL	92	3.3%	104	3.6%	109	3.7%	107	3.5%	109	3.5%
-Gasolio	476	17.0%	315	11.0%	260	8.9%	206	6.8%	178	5.6%
-Olio combustibile	12	0.4%	3	0.1%	2	0.1%	2	0.1%	2	0.1%
Carbone	8	0.3%	9	0.3%	4	0.1%	1	0.0%	0	0.0%
Totale fossili	1901	67.7%	1907	66.7%	1978	68.0%	2157	71.3%	2321	73.6%
Totale usi finali (*)	2807	100.0%	2857	100.0%	2907	100.0%	3025	100.0%	3154	100.0%

(*) Energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

I consumi energetici per usi cucina sono diminuiti dal 1990 al 2005 del 3,4% attestandosi intorno ad un valore di circa 1,6 Mtep. Gas e GPL sono le due fonti energetiche che da sole soddisfano la quasi totalità della domanda: il gas copre il 62% dei consumi totali di energia per usi cucina, il GPL il 31% (tabella 3.21).

Tabella 3.21 - Consumi di energia per usi cucina per fonte (ktep)

	1990		1995		2000		2004		2005	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Energia elettrica	125	7.5%	125	7.7%	118	7.7%	110	7.8%	106	6.6%
Gas naturale	989	59.3%	979	60.4%	939	61.0%	815	57.9%	999	62.0%
GPL	549	32.9%	513	31.6%	480	31.2%	483	34.3%	506	31.4%
Carbone	4	0.2%	3	0.2%	2	0.1%	0	0.0%	0	0.0%
Totale fossili	1543	92.5%	1496	92.3%	1421	92.3%	1298	92.2%	1505	93.5%
Totale usi finali (*)	1668	100.0%	1621	100.0%	1540	100.0%	1408	100.0%	1610	100.0%

(*)Energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Dall'analisi dei consumi energetici del settore residenziale per funzione d'uso emerge il peso sempre maggiore che sono andati rivestendo i consumi per usi elettrici obbligati (tabella 3.22).

Tabella 3.22 - Consumi per usi elettrici obbligati

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Consumi (ktep)	3.371	3.696	4.052	4.097	4.231	4.404	4.574	4.639
Usi elettrici obbligati su totale consumi (%)	13,4	14,4	15,3	15,0	15,9	15,4	15,5	15,0
Usi elettrici obbligati su consumi elettrici famiglie (%)	74,3	75,1	77,1	77,4	78,1	78,8	79,9	80,6

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Dal 1990 al 2005 i consumi per usi elettrici obbligati aumentano del 37% passando da 3,4 Mtep a 4,6 Mtep. Nel 2005 gli usi elettrici obbligati costituiscono il 15% del totale dei consumi del settore residenziale e ben l'80,6% del totale dei consumi elettrici delle famiglie.

L'andamento dei consumi per usi elettrici obbligati è il risultato da un lato della sempre maggiore penetrazione di applicazioni elettriche nel settore residenziale e dall'altro dell'immissione sul mercato di tecnologie più efficienti dal punto di vista energetico.

3.2.1.2 Il settore terziario

Il settore terziario comprende le attività di erogazione di servizi, quelli non vendibili, offerti dal settore pubblico, e quelli vendibili quali commercio, ristorazione, credito ed assicurazioni, comunicazioni ed altri.

Il consumo finale di energia nel settore terziario è stato, nel 2005, pari a 15,7 Mtep, che corrispondono al 34% circa della richiesta complessiva del settore civile e all' 11% circa del totale impieghi finali (tabella 3.23).

Nel 2005 si è registrata un aumento della domanda di energia del terziario del 6,1% rispetto all'anno precedente, aumento superiore a quello registratosi nel settore civile (+5,2%) e a fronte della stagnazione del valore aggiunto settoriale. La forte disparità nello sviluppo della domanda di energia e del valore aggiunto ha avuto come conseguenza un notevole aumento dell'intensità energetica del settore che è passata da 19,3 tep/milioni di euro nel 2004 a 20,4 tep/milioni di euro nel 2005, con uno incremento di circa il 6%.

Tabella 3.23 - Consumi di fonti energetiche nel settore terziario (ktep). Anni 1990-2005

Fonti Energetiche	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Valori assoluti (ktep)								
GPL	188	251	619	596	576	611	593	614
Gas	4,322	5,113	5,856	6,158	5,793	6,526	6,786	7,343
Gasolio	1,156	881	755	789	730	700	647	631
Olio combustibile	344	136	266	286	276	271	215	209
Carbone	20	18	7	8	1	1	0	0
Legna	5	7	9	9	7	7	5	5
Energia elettrica	3,441	4,248	5,333	5,576	5,917	6,334	6,546	6,897
Totale	9,476	10,654	12,846	13,422	13,300	14,449	14,792	15,700

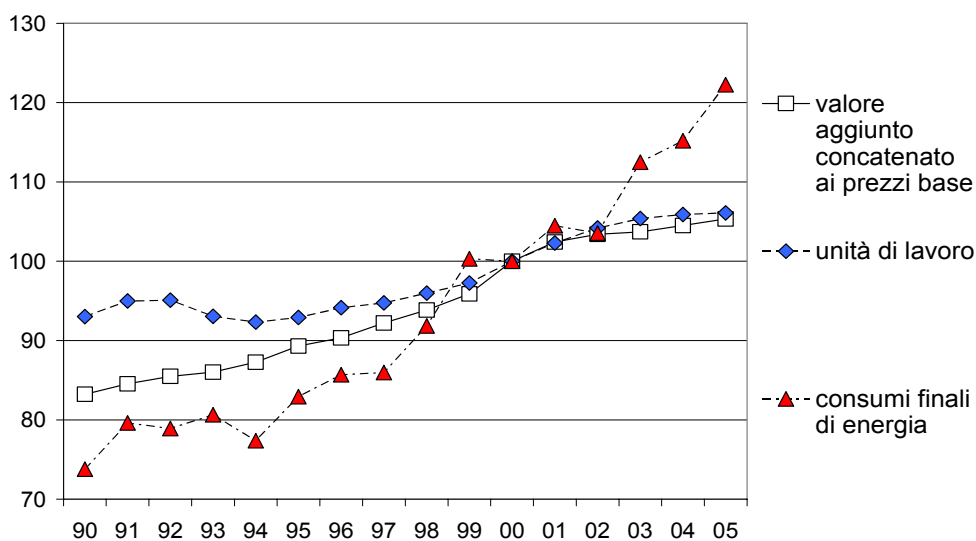
* *energia elettrica a 860 kcal/kWh;

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

La struttura dei consumi finali del terziario nel 2005 mette in evidenza il ruolo dell'energia elettrica e del gas naturale, che insieme soddisfano più del 90% della domanda di energia. La dinamica recente di queste due fonti evidenzia una crescita lenta ma costante dell'energia elettrica e un andamento più erratico della domanda di gas naturale.

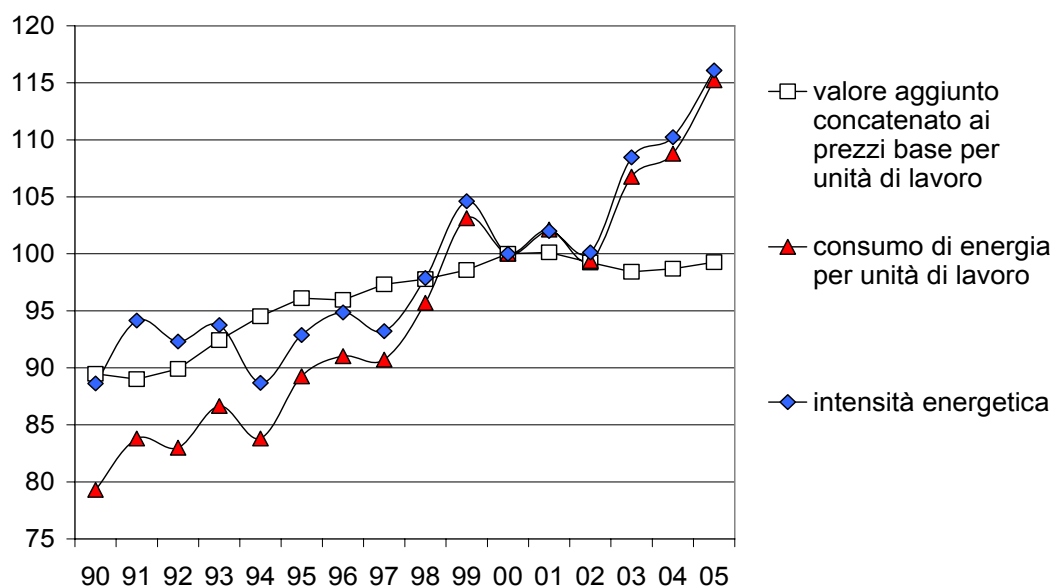
La spiegazione di questo andamento altalenante sembra in parte dovuto alle condizioni climatiche e al diffondersi dell'uso del gas naturale per il riscaldamento e il condizionamento nelle grandi unità locali (quali centri commerciali ed ospedali), ma anche con l'andamento del prezzo del gas.

Figura 3.13 - Alcuni indicatori del settore terziario (Numeri indice 2000=100)



Fonte: elaborazioni su dati MSE, ISTAT

Figura 3.14 - Alcuni indicatori del settore terziario (Numeri indice 2000=100)



Fonte: elaborazioni su dati MSE, ISTAT

Il gas naturale continua ad essere la principale fonte energetica con il 46,8% del consumo energetico totale del settore seguita dall'energia elettrica con il 43,9%. Nonostante la sua quota di consumo sia inferiore al gas, i consumi di energia elettrica sono più che raddoppiati nel periodo 1990-2005 (quasi il 7,0% annuo di incremento) contro un incremento di quasi il 70% del gas naturale (5% annuo).

Il consumo di prodotti petroliferi è rimasto praticamente costante dopo tra il 2004 e il 2005, riducendo ulteriormente la quota relativa di consumo dei prodotti petroliferi (dal 9,8% al 9,2%). Il GPL è l'unica fonte che ha mostrato un andamento positivo (+6,1%), mentre sia il gasolio che l'olio combustibile hanno confermato la tendenza alla diminuzione già evidenziata negli anni precedenti.

Il consumo di energia elettrica nel 2005 ha subito un aumento del 5,3% rispetto all'anno precedente. Tutti i settori di attività del terziario hanno presentato un incremento dei consumi elettrici ad eccezione del settore Credito e assicurazioni. La distribuzione dei consumi energetici è rimasta praticamente invariata (tabella 3.24): i servizi vendibili assorbono il 75,4% dei consumi totali, il solo settore Commercio rappresenta il 29,1% del totale, seguito da Alberghi, ristoranti e bar con il 15,4%. Il settore Commercio è l'unico settore che presenta un aumento costante della quota di consumo.

Tabella 3.24 - Consumi di energia elettrica per settori di attività (GWh)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Commercio	13.797	14.749	15.632	16.359	17.520	18.992	20.141	21.471
Alberghi, ristoranti e bar	8.133	8.516	8.944	9.312	9.745	10.431	10.674	11.388
Credito e assicurazioni	2.340	2.410	2.411	2.440	2.463	2.572	2.587	2.520
Comunicazioni	2.751	2.849	3.115	3.337	3.278	3.583	3.671	3.681
Altri servizi vendibili	10.067	10.719	11.259	12.206	13.279	14.329	14.938	16.585
Totale servizi vendibili	37.088	39.243	41.361	43.654	46.284	49.906	52.011	55.644
Pubblica Amministrazione	3.234	3.364	3.453	3.500	3.604	3.898	3.971	4.040
Illuminazione pubblica	5.184	5.374	5.471	5.561	5.700	5.791	5.918	6.104
Altri servizi non vendibili	5.566	5.918	6.310	6.521	7.244	7.832	8.056	8.088
Totale servizi non vendibili	13.984	14.656	15.234	15.582	16.547	17.520	17.944	18.231
Totale	51.072	53.898	56.595	59.235	62.831	67.426	69.955	73.875

Fonte: TERNA

A seguito del decreto legislativo 79 del 16 marzo 1999, la quota di energia elettrica acquistata al mercato libero sul consumo totale è passata da 2,7% nel 2000 al 31,2% nel 2005 (tabella 3.25).

Questa evoluzione è frutto dell'aumento del numero dei clienti idonei²⁴, i quali riscontrano una convenienza economica nel ricorrere al mercato libero in cui il prezzo dell'energia elettrica è solo in minima parte costituito da una tariffa amministrata (attività di trasmissione) mentre il resto è determinato dai prezzi di mercato e da contratti bilaterali.

L'aumento del numero dei clienti idonei, per i quali la soglia di idoneità stabilita dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas nel 2003 è 100 MWh, è sintomo anche della crescita della dimensione delle unità locali del terziario.

Tabella 3.25 - Consumi di energia elettrica secondo modalità di acquisto* (GWh)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Mercato libero	1.537	3.808	7.956	12.941	21.041	25.967
Mercato vincolato	54.675	54.867	54.427	54.033	57.806	57.139
Totale	56.211	58.674	62.383	66.974	78.847	83.106

*Gli autoconsumi non sono inclusi

Fonte: TERNA

L'intensità elettrica nel 2005, come si nota dalla tabella 3.27, mantiene l'andamento crescente mostrato negli anni precedenti: +4,7% nel 2005 a fronte di un incremento medio annuo del 3,6% tra il 2000 e il 2004.

²⁴ Nel mercato elettrico viene definito cliente idoneo il soggetto che ha la capacità di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore o distributore di energia

Tabella 3.26 - Efficienza del settore terziario

	1990	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Unità di lavoro (migliaia)	12.745	12.729	13.149	13.325	13.700	14.014	14.275	14.436	14.507	14.536
Valore aggiunto concatenato ai prezzi base (milioni euro)	609.132	653.524	686.774	701.713	731.814	749.618	756.746	759.015	764.740	770.810
Consumo energetico per unità di lavoro (ktep)	0,743	0,836	0,897	0,966	0,937	0,957	0,931	1	1,019	1,08
Consumo elettrico per unità di lavoro (GWh)	2,8	3,5	3,9	4	4,1	4,2	4,4	4,7	4,8	5,1
Intensità energetica (tep/milioni euro)	15,5	16,3	17,2	18,4	17,5	17,9	17,6	19	19,3	20,4
Intensità elettrica (MWh/milioni euro)	65,7	77,6	74,4	76,8	77,3	79	83	88,8	91,5	95,8

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENEA, ENEL, TERNA SpA, ISTAT

Gli indicatori in tabella 3.26 permettono anche di sottolineare lo sviluppo che il consumo di energia elettrica ha avuto nel periodo 1990-2005. Dalla tabella si nota che il consumo elettrico per addetto ha subito un incremento dell'82% nel periodo 1990-2005, dovuto essenzialmente alla crescita del consumo a fronte di un aumento del 14% delle unità di lavoro. Anche l'intensità elettrica ha subito un notevole incremento (+45,8%), sebbene inferiore a quello del consumo per unità di lavoro e bilanciato solo in parte dall'aumento del valore aggiunto del settore (+26,5%).

3.2.2 Il settore trasporti

Quadro attuale

La rilevanza economica del settore trasporti è testimoniata dal suo contributo alla formazione del PIL, con una quota di circa il 10%. Il comparto che maggiormente contribuisce a definire il settore (fabbricazione di mezzi, commercio e riparazione di automoveicoli, servizi di trasporto) è quello delle attività di servizio, e più in particolare del servizio merci su strada, che da solo concorre per oltre il 24% del totale.

Questo settore coinvolge più di 2,4 milioni di unità di lavoro standard (dipendenti + indipendenti), ossia il 10% dell'intera economia nazionale. Nel settore delle famiglie, la spesa per trasporto (acquisto di mezzi, spese di esercizio dei mezzi e utilizzo di servizi di trasporto) incide pesantemente sui bilanci familiari, seconda solo alla voce "abitazioni". Tale spesa, che nel 2005 si aggirava su oltre 100 mila milioni di euro, rappresenta il 14% delle spese familiari e dal 1990 ad oggi ha registrato un incremento di quasi il 36%. A questo si aggiunga che l'indice dei prezzi al consumo del settore, per l'intera collettività nazionale, ha segnato nel decennio 1995-2005 un aumento del 30,8%, con tassi di crescita molto elevati tra il 1999 e il 2000 e nel recente biennio, in concomitanza di ripetuti rialzi delle materie prime energetiche, ben al di sopra dell'andamento dell'indice generale. Inarrestabile anche l'aumento dell'indice delle assicurazioni sui mezzi di trasporto, che nel 2005 ha raggiunto il livello record di 230,7 (1995=100), con un incremento nel decennio del 130%.

In questo settore la spesa pubblica è passata da 32.414 milioni di euro nel 2001 a 45.803 milioni di euro nel 2005, con un'incidenza sulle uscite totali della PA rispettivamente del 6,2% e del 7,4%. Le quote maggiori (il 77%) riguardano il comparto degli impianti fissi e della strada. Gli incrementi di spesa sono senz'altro dovuti alla crescita notevole delle spese degli Enti Territoriali e delle aziende di settore. I volumi di traffico, pur all'interno di un trend in crescita, nel 2005 hanno evidenziato un rallentamento sia nel comparto delle merci che dei passeggeri, ma soprattutto una flessione del traffico stradale, che per le merci è stato del 4% e per l'autotrasporto privato di passeggeri dell'1%.

Le aree di criticità della domanda

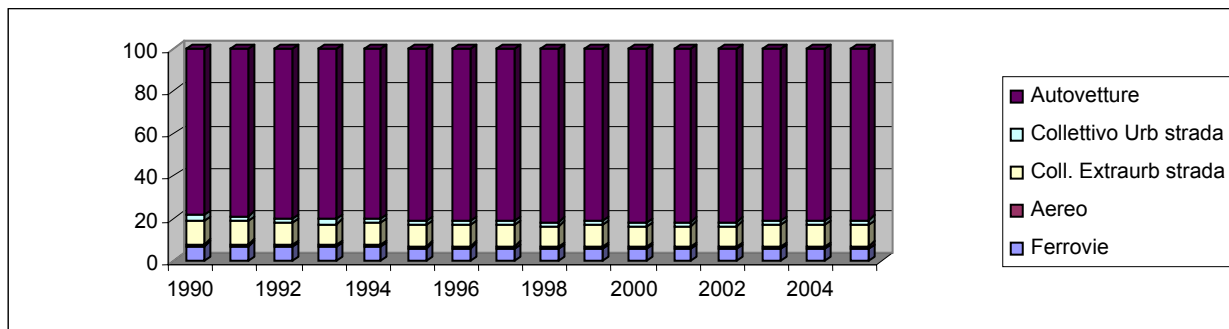
L'Italia è la nazione con la maggior concentrazione al mondo di veicoli a motore rispetto al numero degli abitanti. Nel 2004 la densità automobilistica ha raggiunto un rapporto di 1,69 abitanti per autovettura. Nella graduatoria europea dei paesi a maggior densità automobilistica, il nostro Paese precede infatti l'Islanda (1,73), la Germania (1,83), la Svizzera

(1,93) e la Gran Bretagna – che è nella media europea - con un rapporto di 1,98 abitanti per autovettura.

Per quanto riguarda la dotazione di infrastrutture, l'Italia dispone di oltre 179.000 km. tra autostrade (6.500), strade statali ANAS (22.000), strade regionali e provinciali (151.000); di oltre 312.000 strade comunali extraurbane; di 400.000 strade comunali urbane; di circa 20.000 km. di ferrovie; di 156 porti; di 98 scali aeroportuali. In questo sistema circolano oltre 48 milioni di veicoli, con una percorrenza media, per le autovetture, di circa 13.000 km. all'anno e con uno spostamento interno di merci per oltre 240 miliardi di ton*km/anno.

Esiste un crescente distacco tra domanda e offerta di mobilità viaria; ad un incremento del parco circolante, infatti, (+16,5% nel periodo 1997-2004) e ad un aumento ancora più rilevante del traffico autostradale (+25,1% in veicoli-km.) ha corrisposto una crescita della rete viaria molto limitata (5,6% di strade e solo 0,97% di autostrade). A partire dal 1990, in un contesto di popolazione sostanzialmente stabile, si è assistito ad un sensibile incremento della mobilità dei passeggeri, che ha indotto una crescita anche dell'uso di energia e delle emissioni di gas serra. Tale incremento è largamente imputabile all'uso delle auto private, perchè l'utilizzo delle autolinee è diminuito e quello del trasporto ferroviario è rimasto sostanzialmente stabile (figure 3.15-3.16).

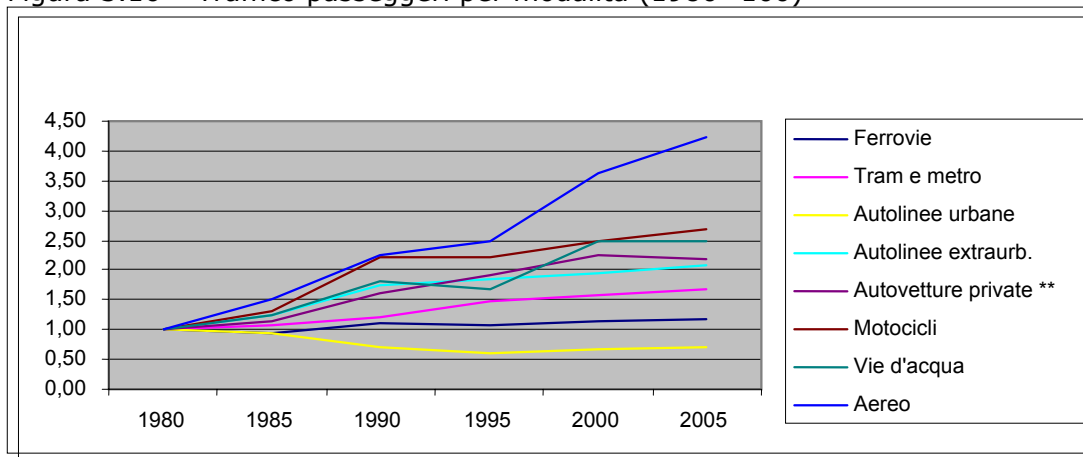
Figura 3.15 – Struttura della mobilità dei passeggeri, per modalità di trasporto (%)



Fonte: Ministero Infrastrutture e Trasporti

Nell'ambito del trasporto passeggeri emerge che la modalità stradale prevale di gran lunga sulle altre (92%); la struttura modale è rimasta pressoché immutata fin dal 1990 e anche il traffico generato dalle autovetture private ha presentato un'invarianza di lungo periodo, intorno all'80% di quota. Negli ultimi dieci anni la mobilità è complessivamente cresciuta del 15% e ad un tasso nettamente superiore a quella ferroviaria pari al 7%.

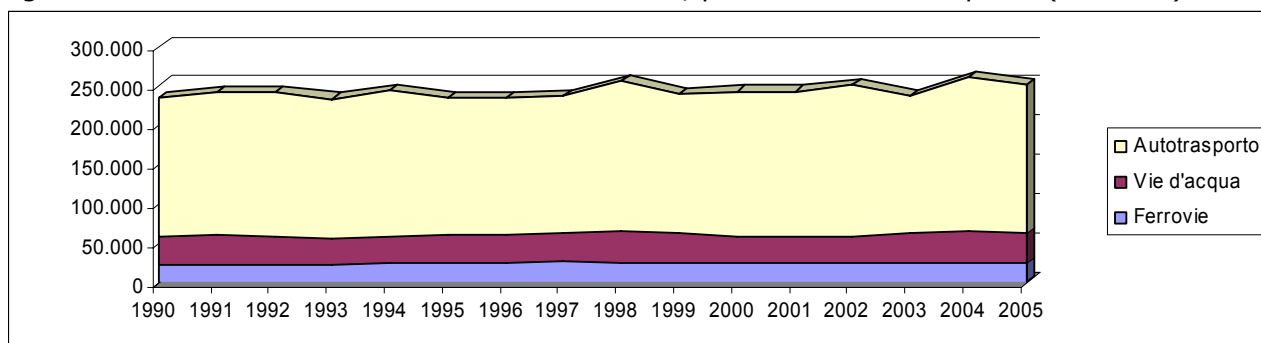
Figura 3.16 – Traffico passeggeri per modalità (1980=100)



Fonte: Ministero Infrastrutture e Trasporti

In termini di passeggeri-km la domanda di mobilità delle persone è la più alta in Europa, superiore del 29% rispetto alla media europea. In particolare l'Italia è il paese con la più elevata percorrenza pro capite con veicoli a motore, 15.400 km/ab annui (+31% sulla media europea, +60% rispetto alla Germania). Non solo in Italia ma anche negli altri Paesi europei la mobilità delle persone è basata principalmente sul mezzo privato, che copre circa l'82% della domanda. Per quanto riguarda il trasporto delle merci, il traffico complessivo interno superiore ai 50 km, ha subito nel 2005 una flessione rispetto al 2004 del 3,3%. Anche in questo caso si evidenzia l'assoluta prevalenza del trasporto su strada, che assorbe la quota di mercato più rilevante, circa il 65% delle merci trasportate, quota rimasta pressoché inalterata già dal 1990 (figura 3.17).

Figura 3.17 - Andamento della mobilità delle merci, per modalità di trasporto (tonn-km)



Fonte: Ministero Infrastrutture e Trasporti

Nell'ultimo decennio il trasporto merci, che è cresciuto del +36% rispetto al 1990, viaggia quasi per intero su gomma: tra il 1990 e il 2005, l'82% dell'incremento della mobilità di merci è stata intercettata dal trasporto stradale.

È proprio per questo che il settore dei trasporti rappresenta uno dei punti più critici in termini di impatto ambientale e un nodo centrale per la prevenzione dei cambiamenti climatici. Non solo perché assorbe una notevole quota dell'energia complessivamente consumata, ma perché la domanda di trasporto e i relativi consumi appaiono tendenzialmente in forte crescita.

Sulla base delle principali caratteristiche del sistema trasportistico, ben descritte da alcuni indicatori statistici rappresentati dalle tabelle dell'allegato, gli elementi di criticità, emersi sia dal lato della domanda sia dal lato dell'offerta, si possono così riassumere:

- forte **sbilanciamento a favore della strada**, dovuto ad una domanda di mobilità cresciuta a ritmi sostenuti (i pass-km +33% e le tonn-km +14%, dal 1990 ad oggi) e grazie all'aumento generalizzato dei redditi delle famiglie, alle abitudini e stili di vita, alla dispersione delle residenze e degli insediamenti produttivi, ai processi di terziarizzazione e ai nuovi modi di organizzare la produzione;
- fenomeni di **congestione**, specie nelle aree metropolitane e nel loro interland, dove si concentrano 22 milioni di residenti (pari al 38,3% della popolazione) e dove si sviluppa circa il 90% degli spostamenti quotidiani (fonte ISFORT);
- **consumi energetici** in costante aumento, consumi che, in termini di usi finali, sono saliti, dal 1990 al 2004, di 10,6 Mtep, pari al 31%;
- preoccupante incremento degli **inquinanti** atmosferici prodotti dal settore trasporti (ossidi di azoto -NOx-; composti organici volatili non metanici -COVNM-; particolato primario -PM10-; piombo -Pb- e benzene -C6H6-), i cui andamenti negli ultimi anni, specie per quanto riguarda gli ossidi di azoto e i composti organici volatili non metanici, sono stati determinati da due tendenze contrastanti: da una parte l'aumento delle emissioni è stato causato dalla crescita del parco veicolare e delle percorrenze, dall'altra il rinnovo del parco stesso, in virtù di consumi unitari notevolmente decrescenti, ne ha determinato una diminuzione;
- aumento di circa il 30%, dal 1990 ad oggi, delle emissioni di **gas serra** (anidride carbonica -CO2-; metano -CH4- e protossido di azoto -N2O-) soprattutto perché la maggiore efficienza dei veicoli non riesce a bilanciare l'aumento di domanda di mobilità e l'aumento della cilindrata

media delle autovetture (basti pensare che nel 2002 le auto di cilindrata inferiore ai 1200 cc rappresentavano il 39% del parco e solo tre anni dopo tale quota è scesa al 33%). Le crescenti emissioni di gas serra del settore dei trasporti, e soprattutto quelle generate dal traffico stradale, stanno mettendo in discussione il raggiungimento degli obiettivi di Kyoto da parte dell'Italia. Una maggior penetrazione di carburanti a minor contenuto di carbonio (GPL, gas naturale e biodiesel) e una riduzione dei consumi medi per km, potrebbe migliorare il trend attuale. Gli elevati livelli di emissione di CO₂ dimostrano l'estrema difficoltà del settore di avvicinarsi agli standard concordati a livello internazionale. Ciò impone la necessità di identificare strategie generali e misure specifiche per conciliare il fabbisogno di mobilità con il contenimento dei consumi energetici e la conseguente riduzione delle emissioni.

- bassi livelli di **accessibilità ai servizi di trasporto collettivo** urbano, dovuti all'insufficiente qualità (misurabile dalla caduta della domanda, che nell'arco degli ultimi 20 anni è diminuita del 9,6%) e ad una sotto dotazione delle infrastrutture di trasporto, la cui densità, espressa in metri per ettaro, è di soli 6,6 metri; inoltre, l'attuale servizio non dispone di sistemi avanzati che garantiscano le minori percorrenze possibili; non utilizza modalità di trasporto ambientalmente sostenibili (i bus "verdi" -elettrici e a bassa emissione- rappresentano a Roma il 7%, a Napoli il 13% e a Torino il 25%, fonte EMTA e ISFORT); la velocità degli spostamenti è mediamente di 17 km all'ora; i km di corsie protette per autobus sono estremamente esigui, se si pensa che a Milano rappresentano 41 km. contro i 366 km. di Parigi (fonte EMTA e ISFORT). Lo stato di crisi del mezzo pubblico e non l'automobile è, dunque, la causa primaria della congestione e dell'inquinamento. L'uso abnorme del mezzo privato è solo una conseguenza dell'insufficienza e dell'inadeguatezza del trasporto pubblico.

Ciò a conferma che non cessa la tendenza all'utilizzo del mezzo privato da parte degli italiani ed è significativo il fatto che le famiglie destinino il 14% dei loro consumi alle spese per trasporto, di cui ben oltre la metà è da imputare al mezzo privato (Ministero Infrastrutture e Trasporti, 2005).

Energia e trasporti: i dati rilevanti

Sul fronte del fabbisogno energetico, il settore trasporti ha registrato in Italia, dal 1990 al 2005 (tabella 3.27), un aumento di circa il 31%.

Tabella 3.27 – Bilancio di sintesi dell'energia nel settore trasporti (Mtep)

	1990	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Gas	0,210	0,329	0,370	0,365	0,367	0,364	0,384
Petrolio	32,820	40,446	41,126	41,523	42,270	42,955	42,568
Rinnovabili			0,094	0,136	0,226	0,243	0,157*
En. Elettr.	0,580	0,732	0,737	0,771	0,814	0,826	0,853
TOTALE	33,610	41,507	42,327	42,795	43,677	44,388	43,962

Fonte: Ministero Sviluppo Economico

* Al netto dagli apporti da pompaggio

Gli impieghi finali sono cresciuti complessivamente di oltre 10 Mtep.

Il settore trasporti dipende quasi totalmente dal petrolio, il cui consumo rappresenta nel settore il 97% del totale.

Nel 2004 oltre il 95% dell'aumento annuale di energia riscontrato è dovuto ai prodotti petroliferi (+0,7Mtep), seguiti dal gas naturale e, a distanza, dall'energia elettrica; il contributo delle fonti rinnovabili è stato anche nel 2004 irrilevante (0,243 Mtep).

Il 2005 ha registrato per la prima volta, dopo almeno 15 anni, un calo di impieghi che riguarda soprattutto la fonte petrolifera, e le fonti rinnovabili; il ricorso al metano e all'energia elettrica è, al contrario, in lieve crescita.

Analizzando i dati energetici del settore, rispetto alle modalità di trasporto, si rileva (tabella 3.28) che la crescita più sostenuta dei consumi è avvenuta nel comparto stradale.

Tabella 3.28 - Consumi finali di energia per modalità di trasporto. Fonti primarie e secondarie (10⁹kcal)

	Ferrovie			Vie d'acqua			Strada			Aereo		
	1990	2004	2005	1990	2004	2005	1990	2004	2005	1990	2004	2005
GPL	0	0	0	0	0	0	14.762	12.166	11.319	0	0	0
Benzine	0	0	0	1.911	0	0	135.356	152.061	141.435	116	147	147
Carboturbo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18.959	35.963	37.471
Gasolio	1.999	1.173	989	1.999	2499	2499	153.082	225.542	231.815	0	0	0
En. Elettr.	4.822	4.585	4.737	371	22	25	575	3.560	3.675	0	92	94
Gas naturale	0	0	0	0	0	0	2.100	3.638	3.836	0	0	0
Rinnovabili	0	0	0	0	0	0	0	2.545	1.573	0	0	0
TOTALE	6.821	5.758	5.726	4.281	2.521	2.524	305.875	399.512	393.653	19.075	36.202	37.712

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

I consumi complessivi del trasporto stradale hanno conosciuto un trend in espansione di lungo periodo: dal 1990 ad oggi si è registrata una crescita in percentuale del 28,7% e in valore assoluto di 8,8 Mtep. Il 2005 ha però evidenziato, rispetto all'anno precedente, un sorprendente calo di consumi energetici del sistema stradale di -1,47%, contrapposto al sistema aereo (in crescita) e largamente svincolato dalle condizioni al contorno. Non si tratta solo dell'andamento in valore assoluto dei consumi, legato soprattutto alle dinamiche economiche, ma anche della apparente immobilità dei consumi specifici rispetto alle variabili di traffico (tabella 3.30), fatto spesso in controtendenza in confronto a quanto accade in altri paesi in analoghe condizioni di sviluppo e al quadro generale del sistema trasportistico italiano (figura 3.18). A tale riguardo è anche significativo l'esame dell'intensità energetica del PIL, calcolata semplicemente come rapporto tra consumo energetico e PIL stesso.

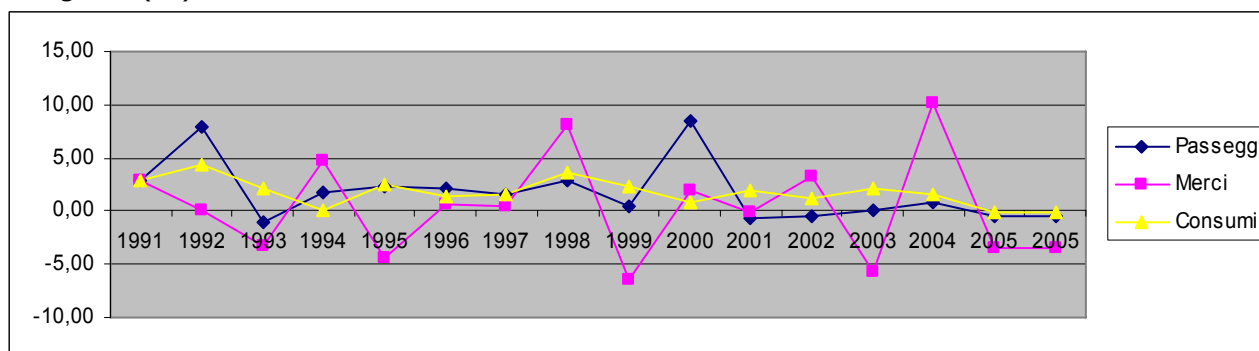
Tabella 3.29 - Consumi specifici del comparto stradale (gep/km)

	1990	1995	2000	2003	2004
veic-km merci su strada (a) (10 ⁶ km)	51.936	59.727	70.394	77.438	79.055
veic-km passeggeri su strada (10 ⁶ km)	299.666	357.000	383.000	420.703	418.749
veic-km totali su strada (10 ⁶ km)	351.602	416.727	453.394	498.141	497.804
consumi energetici su strada (ktep)	30.587,5	34.743,7	37.555,8	39.198,8	39.951,9
consumi specifici su strada (gep/km)	87,0	83,4	82,8	78,7	80,3

(a) I dati si riferiscono al traffico rilevato sulla rete autostradale, il solo disponibile in veic-km

Fonte: elaborazioni ENEA su dati del MIT

Figura 3.18 - Variazioni medie annue della domanda di trasporto e dei relativi consumi energetici (%)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati del Ministero Sviluppo Economico

È chiaro che le innovazioni tecnologiche apportate ai veicoli non sembrano in grado, da sole, di risolvere i problemi energetici e quindi di emissioni di gas-serra.

Attualmente in Italia l'aumento dell'efficienza energetica dei veicoli non riesce a contro bilanciare né la crescente domanda di trasporto né l'aumento della cilindrata media dei veicoli. Pur a fronte di una progressiva riduzione dei consumi unitari a parità di modello di veicolo, i consumi totali di energia del comparto stradale continuano a crescere e il trend decrescente dei relativi consumi specifici si muove a rilento. Gli sforzi intrapresi dall'industria automobilistica, conformemente all'accordo stipulato con la Commissione Europea per ridurre le emissioni di CO₂ delle automobili, contribuirà in maniera importante a ridurre queste tendenze. Ad oggi esistono sul mercato autovetture che consumano 3 litri di carburante per 100km e ve ne sono in circolazione milioni che consumano dai 6 ai 10 litri per 100 km. I progressi non saranno però sufficienti a ridurre o stabilizzare la domanda energetica dei trasporti.

Questa crescita di domanda, combinata a lacune nelle infrastrutture e nel sistema di trasporto, in particolare per quanto riguarda il traffico internazionale e la ripartizione dei flussi tra modi di trasporto, inasprisce i fenomeni di congestione (saturazione delle città, delle reti stradali, degli aeroporti) con ripercussioni negative sull'ambiente e sulla qualità della vita dei cittadini europei, senza considerare che i costi esterni dell'inquinamento dovuti ai trasporti sono valutati in circa il 2% del PIL.

Le politiche anti-traffico e anti-inquinamento

Relativamente al trasporto in ambito urbano, i Comuni con più di 30.000 abitanti hanno l'obbligo di predisporre un Piano Urbano del Traffico (PUT), per migliorare le condizioni della circolazione e contenerne le criticità, ai fini del rispetto ambientale e del risparmio energetico. Il Ministero dei Trasporti riferisce che il 77,6% dei comuni capoluogo di provincia ha adottato questo strumento di pianificazione previsto dall'art.36 del nuovo codice della strada.

Tra le azioni di disciplina della circolazione si segnala il ricorso di quasi tutte le amministrazioni comunali, ad esclusione di otto comuni (Latina, Frosinone, Campobasso, Taranto, Potenza, Crotone, Reggio Calabria e Sassari), alle Zone a Traffico Limitato (ZTL), la cui densità (km² per 100 km² di superficie comunale) ha fatto registrare un valore massimo a Biella (12,8) e un minimo (inferiore a 0,1) in ben 7 Comuni (fonte ISTAT).

Un'altra modalità di intervento riguarda la regolamentazione della sosta attraverso l'impiego di strumenti amministrativi ed economici. Si tratta principalmente dell'introduzione di misure di tariffazione della sosta nelle aree destinate al parcheggio, che tendono a contenere la sosta prolungata. I valori più elevati di n° di stalli di sosta a pagamento su strada per 1000 autovetture circolanti (fonte ISTAT) si registrano a La Spezia (190,3), Pavia (135,6) e Pisa (115,8); i valori più bassi sono quelli di Viterbo (3,4) e Verona (2,0).

I provvedimenti di tariffazione della sosta, rappresentano non solo un primo segnale verso l'internalizzazione dei costi esterni in ambito urbano (congestione, inquinamento) ma anche un modo di disincentivare l'uso dell'auto privata a tutto vantaggio del trasporto pubblico, caratterizzato da un andamento sempre decrescente delle sue quote di mercato.

Sempre in ambito urbano, sono molti i Comuni che hanno introdotto tecnologie telematiche per il controllo del traffico cittadino. Si tratta di misure che riguardano principalmente la predisposizione di piani semaforici basati sull'analisi dei flussi di traffico, un sistema di controllo satellitare per la flotta dei veicoli adibiti al trasporto pubblico, un sistema di controllo automatico degli accessi alle ZTL, la tariffazione automatica e il monitoraggio della disponibilità di parcheggi, l'informazione all'utenza, tramite pannelli, dei tempi di viaggio del trasporto pubblico locale. Le statistiche ISTAT rivelano che nell'Italia nord occidentale, nord orientale e meridionale almeno il 50% dei Comuni Capoluogo di Provincia ha adottato tecnologie telematiche per il controllo del traffico, mentre nelle Isole tale valore è intorno al 18,2%.

Non sono poi da trascurare le politiche messe in atto per incentivare la mobilità ciclo-pedonale tramite l'istituzione di piste ciclabili ed aree pedonali. Il comune che dispone, all'interno del proprio territorio, di piste ciclabili è Padova, con una densità di 101,2 km per 100 km² di superficie comunale, seguita da Torino (65,5 km.) e Modena (60,0 km).

Per quanto riguarda le politiche comunitarie, esse si basano su proposte settoriali che hanno come obiettivo rilevante l'abbattimento degli attuali livelli di inquinamento, sia quello i cui impatti si manifestano su scala globale (effetto serra), sia quello i cui impatti si esplicano in ambiti territoriali più circoscritti, incidendo negativamente sulla salute e, più in generale, sulla qualità della vita delle popolazioni più esposte a tali fenomeni.

In particolare, per quanto riguarda il settore trasporti, grande attenzione è stata data al ruolo delle autovetture e al miglioramento del risparmio di carburante, che ha portato ad un impegno formale dell'industria automobilistica a raggiungere un valore medio delle emissioni specifiche di CO₂ prodotte dalle autovetture nuove inferiori a quelle attuali. Si tratta degli accordi ACEA (European Automobile Manufacturers Association) sulle emissioni di CO₂ delle autovetture e dei negoziati condotti con i produttori di auto giapponesi e coreani (JAMA e KAMA), accordi che prevedono un limite massimo di emissioni di CO₂ di 140 g/km nel 2009 e di 120 g/km al 2020.

I principali risultati già conseguiti nel periodo 1995 - 2001 riguardano la riduzione delle emissioni specifiche medie di CO₂ delle automobili vendute sul mercato dell'UE: ACEA del 2,5% circa, JAMA del 2,2% circa e KAMA circa del 2,6%. I miglioramenti di efficienza delle autovetture diesel sono stati notevolmente maggiori di quelli dei veicoli a benzina. Gli impegni prevedono tuttavia che le associazioni raggiungano tassi di riduzione del CO₂ sempre più elevati col passare del tempo.

Per quanto riguarda l'Italia, poiché entro il 2008, secondo gli accordi ACEA, dovrebbero entrare nel mercato autovetture a benzina con consumi unitari pari a 5,8 litri ogni 100 km e autovetture a gasolio, con consumi pari a 5,25 litri/100 km, è presumibile che i 2/3 delle auto rinnovate avrà consumi unitari medi che si collocano tra i 5,8 litri/100 km per le auto a benzina e i 5,25 litri/100 km per le auto a gasolio, corrispondente al 16,6% dell'intero parco; la media ponderata di questi valori fornisce una stima **del consumo unitario medio del 16,6% delle auto al 2010 pari a 5,6 litri ogni 100 km**. Il risparmio stimato è del 2,9%.

Un punto di risparmio conseguito nei trasporti, cioè 0.43 Mtep, corrisponde a circa 1.2 Mt di CO₂ evitata. Pertanto il valore ambientale di un punto di risparmio nei trasporti corrisponde alla rimozione dello 0.25% del totale delle emissioni di CO₂ del sistema energetico nazionale.

Nella Finanziaria 2007, per quanto riguarda l'efficienza energetica nei trasporti, è stata completamente riscritta la normativa sui biocarburanti, sia in materia di incentivazione che di obbligo di immissione al consumo. In particolare, dal 1° gennaio 2007 al 31 dicembre 2010 per il biodiesel destinato alla miscelazione col gasolio per autotrazione non ci sarebbe più un'esenzione totale ma un'accisa pari al 35% di quella corrispondente applicata sul gasolio nel limite di un contingente annuo di 306.000 tonnellate (prima erano 220.000). Rivisti anche gli obblighi di immissione al consumo, che erano stati introdotti con la legge 81/06 (1% dal 1° luglio, percentuale da incrementare di un punto ogni anno, fino al 2010) rimasti finora inattuati.

La Finanziaria 2007 indica un obbligo di immissione di biocarburanti pari al 2,5% a decorrere dal 2008. Per quanto riguarda il riallineamento delle accise, scenderebbe a 227,77 euro per 1.000 kg (-57 euro) l'accisa sul gpl autotrasporto, mentre è previsto un aumento dell'aliquota di accisa del gasolio auto di 3 millesimi di euro per litro (da tale aumento è escluso il settore dell'autotrasporto).

3.2.3 Il settore industriale

Nel 2005 i consumi energetici del settore industriale, il 28% dei consumi finali, sono lievemente diminuiti rispetto all'anno precedente (-0,8%). Per quanto riguarda la composizione delle fonti utilizzate, si conferma la progressiva crescita dei consumi di energia elettrica, mentre per la prima volta nel decennio si registra una contrazione nei consumi di gas naturale (-2,1%), che in valori assoluti si riportano ai livelli di due anni prima (2003) dopo il picco storico fatto segnare nel corso del 2004. I consumi di combustibili solidi proseguono il trend di moderato recupero iniziato nel 2003 ed esattamente speculare a quello, viceversa, di lento declino dei prodotti petroliferi. Nel 2005 il settore copre da solo circa il 46% dei consumi di energia elettrica, quasi il 96% dei consumi di combustibili solidi, quasi l'11% dei consumi di prodotti petroliferi e poco meno del 38% dei consumi finali di gas naturale (in calo dal 40%

dell'anno precedente). Tranne che per il gas, nei due anni precedenti erano stati rilevati valori molto simili.

Dinamiche dei consumi complessivi per fonte

Nel 2005 la domanda di energia del settore industriale ha subito una contrazione pari a circa lo 0,8% rispetto all'anno precedente, tornando ai 40,8 Mtep del 2003 dai 41,4 del 2004 (tabella 3.30), al netto delle fonti rinnovabili (che incidono comunque in modo marginale).

I prodotti petroliferi passano da 7,6 Mtep a 7,5 Mtep (-1,6%), il 18,4% dei consumi finali del settore.

I consumi di energia elettrica continuano ormai dal 2000 a mantenersi stabili, sebbene il marginale incremento registrato nel 2005 sia sufficiente a far segnare il picco storico (11,9 Mtep), e coprono una quota vicina al 30%.

Tabella 3.30 - Consumi energetici nel settore industriale per fonte. Anni 1995-2005

	1995		2000		2002		2003		2004		2005	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	Ktep	%	ktep	%	ktep	%
Combustibili solidi	4.973	13,5	4.228	10,5	3.687	9,3	4.255	10,4	4.315	10,5	4432	10,9
Carbone	1.427	28,7	1.184	28,0	954	25,9	1.274	29,9	1628	37,7	1684	38,0
Coke	2.762	55,5	2.514	59,5	2.495	67,7	2.728	64,1	2670	61,9	2731	61,6
Gas derivati	614	12,3	296	7,0	24	0,6	22	0,5	17	0,4	17	0,4
Altri solidi	170	3,4	235	5,5	214	5,8	230	5,4	0	0	0	0
Gas	14.884	40,4	16.747	41,7	16.710	42,2	16.974	41,6	17.329	42,4	16970	41,6
Prodotti petroliferi	6.697	18,2	7.476	18,6	7.370	18,6	7.723	18,9	7.610	18,4	7495	18,4
Olio combustibile	3.391	50,6	3.688	49,3	3.312	44,9	3.587	46,4	3409	44,8	3179	42,4
Benzine	33	0,5	42	0,6	377	5,1	299	3,9	313	4,1	301	4,0
Gasolio	298	4,4	427	5,7	449	6,1	545	7,1	559	7,3	514	6,9
Virgin nafta	1.063	15,9	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Carboturbo	14	0,2	19	0,3	19	0,3	16	0,2	17	0,2	21	0,3
GPL	278	4,2	438	5,9	468	6,3	470	6,1	456	6,0	451	6,0
Gas residui di raff.	0	0,0	62	0,8	48	0,7	84	1,1	89	1,2	84	1,1
Altri	1.621	24,2	2.801	37,5	2.698	36,6	2.723	35,3	2767	36,4	2945	39,3
Energia elettrica	10272	27,9	11726	29,2	11788	29,8	11874	29,1	11864	28,9	11899	29,2
Totale fossili¹	26554		28451		27767		28952		29254		28897	
Totale consumi finali²	36826	100,0	40177	100,0	39554	100,0	40827	100,0	41118	100,0	40796	100,0
Totale fonti primarie³	52831		58448		57921		59329		59604		59337	

(1) Somma dei consumi di gas naturale, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati

(2) Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh; sono esclusi i consumi derivanti da fonti rinnovabili

(3) Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 2200 kcal/kWh

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Il gas naturale costituisce la prima fonte per il fabbisogno energetico del settore (41,6%), nonostante il calo del 2% rispetto all'anno precedente.

La domanda settoriale di combustibili solidi rimane sui livelli del 2003, per un consumo pari a 4,4 Mtep, l'11% dei consumi totali del settore industriale.

Nel complesso la domanda di energia del settore registra una diminuzione, essenzialmente concentrata nel gas e nei prodotti petroliferi, a fronte di una sostanziale stabilità dell'energia elettrica e di un aumento dei combustibili solidi.

Il 2005 sembra dunque segnare una netta parentesi di controtendenza rispetto al trend pluriennale (1995-2004) in cui il ruolo trainante nella crescita della domanda finale è stato svolto prima dai consumi di energia elettrica e poi da quelli di gas naturale - che registrano un incremento prossimo al 18% - a fronte dell'evidente progressiva riduzione dei consumi di combustibili solidi.

Si può pertanto molto plausibilmente ritenere che un fattore decisivo, in questo senso, sia stato rappresentato dall'impennata dei prezzi petroliferi (e del gas, correlati ai primi) che ha generato un sensibile effetto di sostituzione con i combustibili solidi.

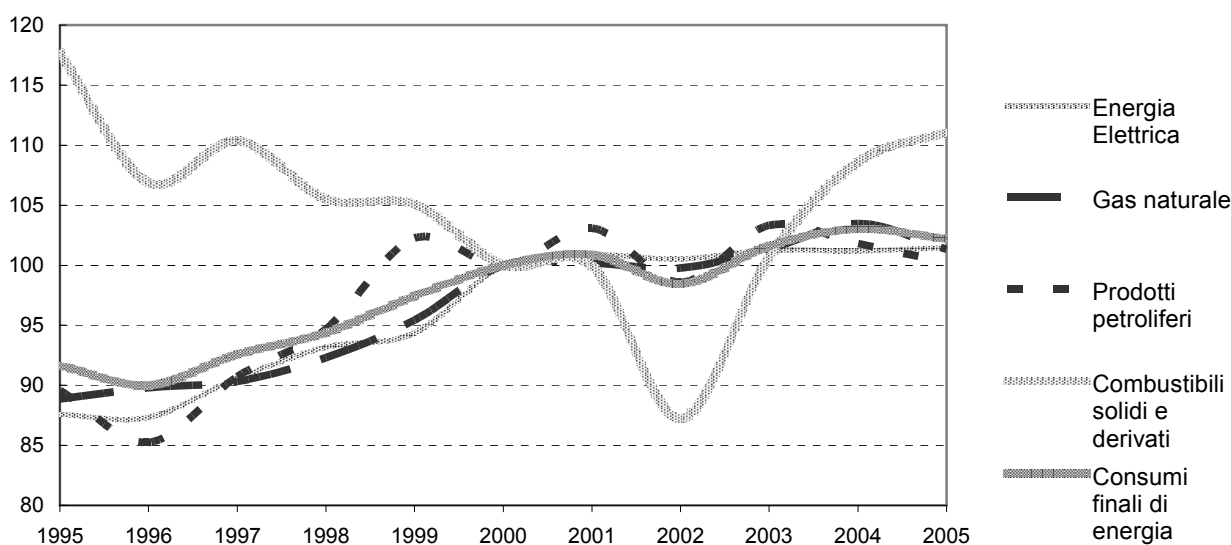
Nel complesso, relativamente al trend pluriennale 1995-2004, i prodotti petroliferi registrano un tasso di crescita in linea con quello degli usi finali evidenziando però forti oscillazioni in relazione alle diverse fasi della congiuntura economica (figure 3.19 e 3.20).

L'incremento degli usi finali ha seguito, fino al 2000, l'andamento dell'indice della produzione industriale e dell'indice del valore aggiunto.

A partire dal 2001 la produzione ha subito una sensibile contrazione, il valore aggiunto ha ristagnato mentre i consumi energetici hanno continuato ad aumentare; si è di conseguenza assistito ad un aumento dell'intensità energetica nel 2002, nel 2003 e nel 2005.

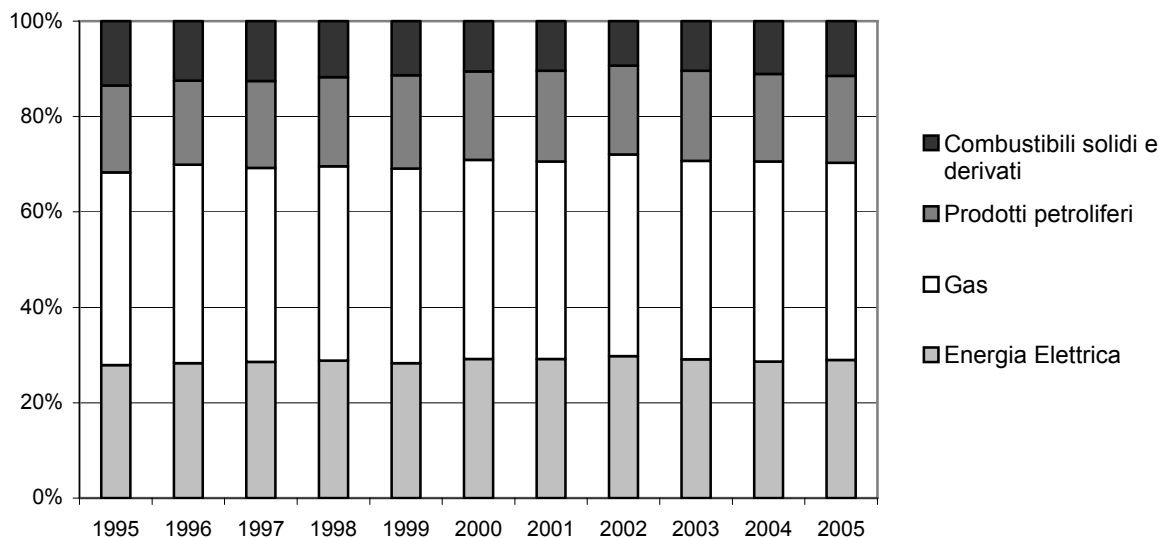
Il consumo per addetto sembra influenzare l'andamento della produttività (il valore aggiunto per addetto): entrambe le grandezze, in crescita nel 2003 e nel 2004, mostrano una flessione nell'ultimo anno (figura 3.21).

Figura 3.19 - Industria: consumi finali di energia per fonte (numeri indice 2000=100)



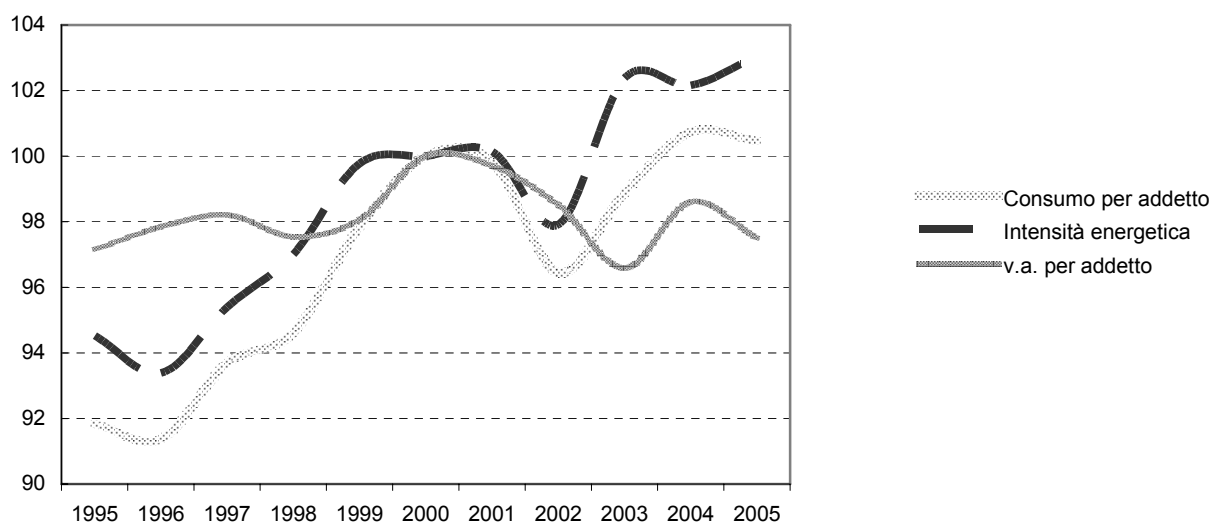
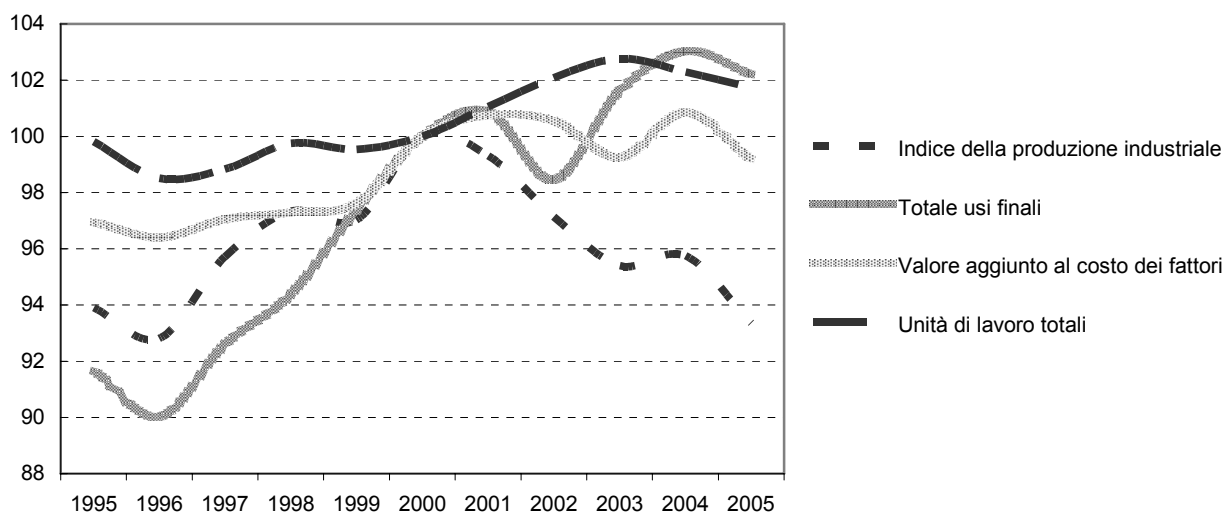
Fonte: elaborazioni su dati MSE

Figura 3.20 - Industria: consumi finali di energia per fonte (%)



Fonte: elaborazioni su dati MSE

Figura 3.21 - Alcuni indicatori del comparto industriale (numeri indice 2000=100)



Valori 2005	
Valore aggiunto ai prezzi base (M€ 2000)	299.962
Unità di lavoro totali, media annua (migliaia)	6813
Usi finali di energia (ktep)	41.061

Fonte: elaborazione ENEA su dati ISTAT e MSE

Dinamiche dei consumi a livello settoriale

Per quanto concerne le dinamiche dei consumi a livello settoriale, nel 2005 quasi il 62% della domanda finale di energia del comparto industriale era attribuibile a quattro settori: siderurgico (18,6%), chimico e petrolchimico (15,4%), materiali da costruzione (14,4%) e meccanico (13,2%). Nel corso degli anni si è registrata una progressiva perdita di importanza in termini assoluti e relativi dei settori siderurgico e chimico e petrolchimico. Al contrario, gli altri due settori sopra menzionati hanno incrementato i propri consumi in termini sia assoluti che relativi, in particolare i materiali da costruzione (tabella 3.31).

Un'analisi per fonte (tabella 3.32) pone in evidenza i seguenti elementi:

- l'85% dei consumi di combustibili solidi avviene nel settore siderurgico;
- quasi il 60% dei consumi settoriali di prodotti petroliferi avviene nel settore chimico e petrolchimico (16,4%) e nella produzione dei materiali da costruzione (42,6%), laddove va soprattutto sottolineata la forte accelerazione dell'incidenza di quest'ultimo settore pur nell'ambito di un ridimensionamento complessivo di queste fonti rispetto alle altre;
- poco meno del 60% dei consumi di gas naturale nell'industria avviene nei settori chimico e petrolchimico (16,8%), vetro e ceramica (15,3%), meccanico (13,7%) e siderurgico (11,6%);
- l'industria meccanica (20%), l'industria chimica e petrolchimica (18,9%) e la siderurgia (14,7%) consumano nel complesso circa il 54% dell'energia elettrica utilizzata complessivamente dall'industria.

Tabella 3.31 - Consumi finali di energia nei settori industriali. Anni 1995-2005

Industria	1995		2000		2002		2003		2004		2005	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	Ktep	%	ktep	%
Siderurgia	7738	21	7156	18,1	6711	17,0	7245	17,7	7521	18,2	7631	18,6
Estrattive	154	0,4	178	0,5	166	0,4	170	0,4	174	0,4	173	0,4
Metalli non ferrosi	826	2,2	963	2,4	957	2,4	956	2,3	963	2,3	966	2,3
Meccanica	4081	11,1	5160	13,1	5287	13,4	5347	13,1	5424	13,2	5413	13,2
Agroalimentare	2747	7,5	3522	8,9	3749	9,5	3800	9,3	3852	9,3	3732	9,1
Tessile e abbigliamento	2607	7,1	2862	7,2	2855	7,2	2826	6,9	2577	6,3	2453	6,0
Materiali da costruzione	4182	11,4	5269	13,3	5199	13,1	5444	13,3	5756	14,0	5900	14,4
Vetro e ceramica	2948	8	3300	8,4	3407	8,6	3478	8,5	3457	8,4	3459	8,4
Chimica e petrolchimica	7468	20,3	6475	16,4	6260	15,8	6508	15,9	6492	15,8	6343	15,4
<i>di cui: Chimica</i>	<i>4251</i>	<i>11,5</i>	<i>5446</i>	<i>13,8</i>	<i>5242</i>	<i>13,3</i>	<i>5371</i>	<i>13,2</i>	<i>5263</i>	<i>12,8</i>	<i>5179</i>	<i>12,6</i>
<i>Petrolchimica</i>	<i>3217</i>	<i>8,7</i>	<i>1029</i>	<i>2,6</i>	<i>1018</i>	<i>2,6</i>	<i>1138</i>	<i>2,8</i>	<i>1229</i>	<i>3,0</i>	<i>1164</i>	<i>2,8</i>
Cartaria e grafica	2408	6,5	2656	6,7	2736	6,9	2798	6,9	2859	6,9	2864	7,0
Altre Manifatturiere	1491	4	1785	4,5	2063	5,2	2063	5,1	1954	4,7	1917	4,7
Edilizia	176	0,5	157	0,4	165	0,4	192	0,5	204	0,5	210	0,5
Totale usi finali	36826	100	39484	100	39554	100	40827	100	41233	100	41061	100

Fonte: MSE

Tabella 3.32 - Consumi finali di energia per settore e per fonte. Anno 2005 (ktep)

	Combustibili solidi	Gas naturale	Petrolio	Energia elettrica	Totale
Siderurgia	3.784	1.967	115	1.748	7.631
Estrattive	0	31	47	94	173
Metalli non ferrosi	7	403	74	482	966
Meccanica	0	2.329	694	2.390	5.413
Agroalimentare	27	1.816	771	1.118	3.732
Tessile e abbigliamento	0	1.283	315	855	2.453
Materiali da costruzione	607	1.110	3.189	764	5.900
Vetro e ceramica	0	2.589	372	498	3.459
Chimica e petrolchimica	14	2.854	1.228	2.247	6.343
Cartaria e grafica		1.702	222	941	2.864
Altre Manifatturiere	11	886	405	615	1.917
Edilizia			63	147	210
Totale usi finali	4.432	16.970	7.495	11.899	41.061

Fonte: elaborazione ENEA su dati MSE

3.2.4 Il settore agricoltura e pesca

Consumi di energia

Il settore agricoltura e pesca nel 2005, secondo i dati provvisori, rappresenta il 2,3% dei consumi finali di energia.

Dal 2001 i consumi energetici del settore primario si attestano, con piccole variazioni tra anno ed anno, attorno ai 3.300 ktep. Nel 2005 si registra un aumento dell'1,0% rispetto all'anno precedente ed i consumi finali sono calcolati in 3.402 ktep.

Per quanto riguarda la composizione delle fonti di energia utilizzate, la percentuale dei prodotti petroliferi sul totale rimane largamente preponderante (76,9%) anche se si segnala una leggera riduzione della sua importanza relativa. Il consumo di energia da fonti rinnovabili (secondo i dati provvisori del bilancio energetico pari a 153 ktep nel 2005), copre una quota del 4,5% dei consumi del settore e presenta una variazione rispetto al 2004 del -7,2%. In aumento è l'utilizzo di gas (22,1%) che pesa per il 5,0% sugli impieghi totali di energia del settore. L'energia elettrica risulta in aumento dello 3,4% e rappresenta il 13,6% del totale dei consumi del settore.

3.3 L'offerta di energia

3.3.1 La cogenerazione di energia elettrica e calore

La cogenerazione di energia elettrica e calore in Italia nel periodo 2000-2005 ha visto un consistente aumento della potenza elettrica efficiente lorda degli impianti (+50%), arrivata nel 2005 a 18.296 MW, che rappresenta circa il 28% del parco termoelettrico totale (tabella 3.33). La tipologia d'impianto che ha contribuito maggiormente a tale incremento è rappresentata dagli impianti a ciclo combinato, che hanno sostanzialmente raddoppiato la potenza efficiente nel periodo in esame, arrivando a rappresentare il 69% del totale. Aumentati anche gli impianti a combustione interna e a turbina a gas, mentre si registra una leggera diminuzione degli impianti a vapore, sia a contropressione che a spillamento, indicando quindi una tendenza alla loro graduale sostituzione con le altre tecnologie.

Tabella 3.33 - Potenza elettrica efficiente lorda degli impianti termoelettrici con produzione combinata di energia elettrica e calore in Italia. Anni 2000-2005 (MW)

tipologia di impianto/anno	2000	2001	2002	2003	2004	2005
combustione interna (CIC)	425	434	475	511	574	633
turbine a gas (TGC)	882	870	872	878	1.028	1.024
cicli combinato (CCC)	6.344	6.767	6.831	7.314	9.437	12.555
vapore a contropressione	2.021	2.006	2.014	1.958	1.969	1.888
vapore a condensatore con spillamento	2.545	2.320	2.331	2.448	2.236	2.196
totale	12.218	12.398	12.524	13.019	15.245	18.296

Fonte: Terna

I dati di produzione del parco cogenerativo italiano nel periodo in esame vengono riportati in tabella 3.34. Il dato generale di produzione di energia elettrica è coerente con il dato di potenza installata, con un aumento nel quinquennio del 57%, arrivando al 2005 al valore di 94 TWh, che rappresenta il 37% della produzione termoelettrica italiana.

Del tutto anomalo risulta invece il dato di produzione di calore nel quinquennio, che risulta in diminuzione (8%) arrivando del 2005 a 4,6 Mtep. Per analizzare meglio una tale paradossale situazione si possono prendere in esame alcuni parametri quale l'efficienza elettrica degli impianti ed il loro utilizzo totale del combustibile. Il dato aggregato sull'intero parco rivela un valore di efficienza elettrica crescente che arriva nel 2005 al 38%, mentre l'efficienza nell'utilizzo complessivo del combustibile ha una tendenza alla diminuzione, con il valore al 2005 del 60%. Analizzando nel dettaglio il dato disaggregato per tipologia di impianto si vede che, per tutte le tipologie, è in atto una tendenza all'aumento dell'efficienza elettrica ed a una diminuzione dell'utilizzo complessivo del combustibile, quindi con un minore utilizzo dell'energia per calore; in particolare risalta la situazione del ciclo combinato, in cui l'efficienza elettrica media risulta del 46%, con un utilizzo complessivo del combustibile del 57%. Tali dati sono da mettere a confronto con le caratteristiche tecniche di un impianto cogenerativo a ciclo combinato nuovo, con efficienze elettriche superiori al 50% e utilizzo superiore all'80%.

Tabella 3.34 - Produzione da impianti di cogenerazione in Italia. Anni 2000-2005

tipologia di impianto/anno	2000	2001	2002	2003	2004	2005
combustione interna (CIC)						
produzione elettrica lorda (GWh)	1.361	1.392	1.572	1.710	1.919	2.258
calore utile (kTep)	147	157	150	161	158	156
consumo combustibile (kTep)	348	358	385	417	455	542
efficienza elettrica	34%	33%	35%	35%	36%	36%
efficienza utilizzo totale combustibile	76%	77%	74%	74%	71%	65%
turbine a gas (TGC)						
produzione elettrica lorda (GWh)	4.962	4.903	4.856	4.895	5.387	6.077
calore utile (kTep)	665	758	766	746	724	655
consumo combustibile (kTep)	1.412	1.490	1.507	1.497	1.604	1.692
efficienza elettrica	30%	28%	28%	28%	29%	31%
efficienza utilizzo totale combustibile	77%	79%	79%	78%	74%	70%
cicli combinato (CCC)						
produzione elettrica lorda (GWh)	36.967	43.219	47.972	49.646	61.287	72.671
calore utile (kTep)	842	845	845	1.092	1.089	1.468
consumo combustibile (kTep)	7.446	8.851	9.477	9.714	12.924	13.628
efficienza elettrica	43%	42%	44%	44%	41%	46%
efficienza utilizzo totale combustibile	54%	52%	52%	55%	49%	57%
vapore a contropressione						
produzione elettrica lorda (GWh)	6.116	5.643	5.681	5.454	5.414	5.343
calore utile (kTep)	2.110	1.850	1.882	1.765	1.522	1.405
consumo combustibile (kTep)	3.048	2.714	2.741	2.557	2.465	2.374
efficienza elettrica	17%	18%	18%	18%	19%	19%
efficienza utilizzo totale combustibile	86%	86%	86%	87%	81%	79%
vapore a condensatore con spillamento						
produzione elettrica lorda (GWh)	10.694	10.184	10.068	10.185	9.121	8.076
calore utile (kTep)	1.251	1.227	1.077	1.213	1.035	927
consumo combustibile (kTep)	3.754	3.620	3.441	3.564	3.236	2.968
efficienza elettrica	24%	24%	25%	25%	24%	23%
efficienza utilizzo totale combustibile	58%	58%	56%	59%	56%	55%
totale						
produzione elettrica lorda (GWh)	60.100	65.341	70.148	71.892	83.129	94.426
calore utile (kTep)	5.015	4.837	4.721	4.977	4.527	4.611
consumo combustibile (kTep)	16.009	17.033	17.552	17.750	20.685	21.206
efficienza elettrica	32%	33%	34%	35%	35%	38%
efficienza utilizzo totale combustibile	64%	61%	61%	63%	56%	60%

Fonte : elaborazioni su dati Terna - efficienza calcolata sul potere calorifico inferiore del combustibile e sulla produzione lorda

L'interpretazione di questi dati è che i meccanismi di incentivazione della cogenerazione, il CIP6 e i Certificati Verdi, nati tra l'altro per l'incentivazione delle fonti rinnovabili e attribuiti anche alle cosiddette fonti assimilate, hanno privilegiato eccessivamente la produzione di energia elettrica a scapito del calore fornito, rendendo conveniente quindi l'utilizzo di impianti di grosse dimensioni, a rendimento elettrico elevato, ma con utenze calore limitate.

Tale parco cogenerativo fornisce utenze calore industriale ed in misura minore civili, raggiunte capillarmente sul territorio da sistemi di teleriscaldamento. La situazione al 2005 del teleriscaldamento urbano è rappresentata in tabella 3.35. Si può notare come la quota di energia elettrica prodotta sia pari al 5,6% dell'intera cogenerazione, mentre il calore prodotto sia il 10,4 % del totale cogenerativo. La potenza elettrica installata rappresenta il 7,4% del parco cogenerativo complessivo. Si noti inoltre il valore dell'efficienza complessiva dell'utilizzo

del combustibile 63,4%, che risulta leggermente più elevata della media. Il valore delle ore di utilizzo elettrico annuo di 3.907 ore indica un prevalente utilizzo delle centrali cogenerative con teleriscaldamento non solo per il periodo invernale ma anche per produzione di acqua calda sanitaria per tutto l'anno; dato il relativo ridotto carico termico, ne consegue che al di fuori del periodo invernale la produzione diventa prevalentemente elettrica, con il relativo abbassamento della percentuale di utilizzo complessivo dell'energia primaria. Si noti inoltre che il 26% dell'energia termica immessa in reti di teleriscaldamento proviene da impianti non cogenerativi o da caldaie di integrazione: il 17% dell'energia termica proviene da produzioni di fonti considerate attualmente come rinnovabili, quali biomassa, rifiuti urbani, geotermia, residui termici di cicli industriali. Le reti di teleriscaldamento hanno una perdita complessiva di energia termica pari al 10,5 % dell'energia immessa.

Tabella 3.35 - Principali dati relativi al cogenerazione con teleriscaldamento urbano

energia elettrica lorda prodotta (GWh)	5.325
calore fornito alla rete di teleriscaldamento (GWh)	6.257
	di cui
da produzione cogenerative con combustibili fossili	3.543 (57%)
da produzione semplice con combustibili fossili	1.647 (26%)
Da produzione con fonti rinnovabili (biomassa, rifiuti, geotermia, recuperi industriali)	1.068 (17%)
energia termica fornita all'utenza (GWh)	5.496
energia frigorifera fornita all'utenza (GWh)	102
perdite percentuali sulla rete di teleriscaldamento	10,5%
energia primaria utilizzata (GWh)	17.221
efficienza elettrica	31%
efficienza utilizzo totale dell'energia primaria	63,4%
potenza elettrica complessiva (MW)	1.363
ore utilizzo elettrico (ore/anno)	3.907
potenza termica complessiva in centrale (MW)	4.313
potenza termica massima immessa in rete (MW)	3.035
potenza termica impegnata presso utenza (MW)	5.054
volumetria edifici riscaldati (milioni m ³)	155,6

Fonte: elaborazioni da dati AIRU

Normativa e meccanismi incentivanti

La cogenerazione in Italia è stata fortemente sostenuta nel decennio scorso con il provvedimento CIP 6/1992 che ha fissato le tariffe di cessione dell'energia elettrica alla rete da parte degli impianti assimilati alle fonti rinnovabili, in grado cioè di soddisfare un requisito di efficienza minima fissato nell'indice energetico IEN. Lo IEN rappresentava, in sintesi, un indicatore del rendimento complessivo di trasformazione dell'energia primaria in energia termica ed elettrica nell'impianto, che doveva essere superiore al 51% per considerare l'impianto cogenerativo ed avere di conseguenza diritto alla stipula di una convenzione di cessione dell'energia elettrica a prezzi stabiliti, con una componente di incentivo nei primi 8 anni di funzionamento. La formula usata per il calcolo dell'IEN privilegiava eccessivamente la produzione di elettricità, tanto che con un rendimento superiore al 51% si poteva arrivare anche ad evitare la produzione di calore; non erano previsti aggiornamenti dei parametri di calcolo in relazione ai miglioramenti delle tecnologie non cogenerative di riferimento.

A seguito della grande quantità di nuova capacità offerta, il regime tariffario CIP6 è stato ristretto ad un numero limitato di impianti nel 1995, con l'esclusione di un elevato numero di progetti di cogenerazione. Complessivamente il provvedimento ha promosso 5.452 MW di nuovi impianti cogenerativi, 2.518 MW dei quali sono stati realizzati nell'ambito degli Accordi

Quadro del 1991 con Fiat, Sondel, Edison ed Ilva. A fronte di questi, che oggi sono stati realizzati pressoché per intero, vi sono stati altri 7430 MW di impianti dichiarati ammissibili, ma non accettati alla stipula della convenzione con Enel e quindi esclusi dal regime tariffario CIP6 e, di conseguenza, non realizzati.

Per costruire questi impianti, alcuni dei quali anche piuttosto innovativi come gli impianti alimentati con il tar di raffineria gassificato, è stato necessario un decennio, con un impegno finanziario rilevante per il sistema elettrico nazionale, superiore ai 9.000 miliardi di lire 1997.

Con il nuovo corso avviato con il decreto 79/99 nel settore elettrico, la cogenerazione ha visto ridursi lo spazio di incentivazione: mentre per le fonti rinnovabili è stato creato un mercato di nicchia con i certificati verdi, l'unico beneficio di cui possono godere gli impianti cogenerativi è la priorità di dispacciamento, vale a dire la certezza di non essere esclusi dalla cessione a motivo di congestioni sulla rete di trasmissione, e l'esclusione dall'onere di copertura del 2% dell'offerta con produzione da fonte rinnovabile. Inoltre, gli impianti connessi alla rete di distribuzione in media e bassa tensione possono beneficiare della riduzione del corrispettivo di trasmissione secondo quanto sancito dal Testo Integrato alla delibera numero 228/2001 dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, in virtù delle minori perdite causate sulla rete. Il vantaggio competitivo rispetto all'acquisto dell'energia elettrica dalla rete è dunque implicito alla nuova struttura tariffaria e deve essere valutato caso per caso, in considerazione che i nuovi parametri per la definizione di "cogenerazione" fissati dall'Autorità con la delibera 42/02 richiedono un effettivo utilizzo dell'energia termica, senza il quale l'Indice di Risparmio Energetico (IRE) non raggiunge i livelli minimi richiesti (5% per impianti esistenti, 10% per impianti nuovi). La delibera stabilisce tra l'altro un aggiornamento ogni tre anni dei parametri di riferimento necessari per il calcolo, per poter tener conto degli eventuali miglioramenti tecnologici delle tecnologie non cogenerative di confronto.

La legge 239/04 ha dato diritto all'emissione di certificati verdi agli impianti di cogenerazione con teleriscaldamento (art. 1 comma 71). La stessa legge (art. 1, commi 85 e 86) stabilisce regimi autorizzativi semplificati per impianti cogenerativi inferiori ad 1 MW elettrico.

Da citare ancora come riferimento legislativo la Direttiva Europea 2004/8, di cui si è in attesa del decreto attuativo; la direttiva punta alla promozione della cogenerazione ad alto rendimento attraverso strumenti quali: criteri comuni per il calcolo del rendimento, la garanzia di origine dell'elettricità, regimi di sostegno, semplificazioni autorizzative per la piccola cogenerazione. Nel calcolo del risparmio ottenibile, la direttiva considera il PES (Primary Energy Saving) che differisce dall'IRE della delibera AEGG soprattutto nella definizione di energia elettrica prodotta: se il rendimento complessivo è superiore al 80% per i cicli combinati ed al 75% per le altre tecnologie, viene considerata l'energia elettrica effettivamente prodotta, altrimenti si considera un valore ridotto calcolato rispetto al calore fornito. Questa metodologia di calcolo privilegia quindi la cogenerazione ad alto rendimento.

La situazione italiana aggiornata da Terna al 2004, è tale che solo il 48% della potenza del parco cogenerativo soddisfa i criteri della delibera 42/02; solo quindi per tali impianti l'indice di risparmio energetico risulta superiore al 5%. Anche dai dati aggregati di produzione si può evincere come la cogenerazione in Italia stia perdendo margini di convenienza rispetto ad un parco di produzione termoelettrico non cogenerativo in rapido rinnovamento e con efficienze crescenti.

La prospettiva di un ulteriore sviluppo della cogenerazione non può che passare attraverso la realizzazione di impianti cogenerativi ad elevato rendimento totale e quindi con un pieno utilizzo del calore prodotto, seguendo l'indicazione della direttiva europea. In tabella 3.36 si riportano i valori di riferimento delle migliori tecnologie disponibili attualmente.

Tabella 3.36 - Rendimento associato all'impiego delle BAT (Best Available Technologies) negli impianti di combustione alimentati a gas di potenza > 50 MW

Tipo di impianto	Rendimento elettrico (%)		Grado di utilizzazione del combustibile(%)
	Impianti nuovi	Impianti esistenti	Impianti nuovi ed esistenti
Turbina a gas			
Turbina a gas	36 - 40	32 - 35	-
Motore a gas			
Motore a gas	38 - 45		-
Motore a gas con HRSG in modalità CHP	>38	>35	75 - 85
Caldaia a gas			
Caldaia a gas	40 - 42	38 - 40	
Turbogas a ciclo combinato (CCGT)			
Ciclo combinato con o senza combustione supplementare (HRSG) per la produzione di sola energia elettrica	54 - 58	50 - 54	-
Ciclo combinato senza combustione supplementare (HRSG) in modalità CHP	<38	<35	75 - 85
Ciclo combinato con combustione supplementare in modalità CHP	<40	<35	75 - 85

HRSG: generatore di vapore a recupero di calore CHP: cogenerazione

Fonte: Commissione Europea - Dir.Gen CCR

La convenienza nell'utilizzo della cogenerazione può derivare, oltre che dai risparmi di combustibili e dalle relative emissioni evitate di CO₂, anche dalle minori emissioni di altri inquinanti derivanti dalla combustione quali NO_x e CO, non solo dovute ai minori consumi, ma anche dalle minori emissioni specifiche rispetto a sistemi convenzionali di combustione. Per avere un termine di confronto si riportano in tabella 3.37 i tipici livelli di emissione di impianti di combustione alimentati a gas per potenze superiori a 50 MW. Da notare che le emissioni specifiche NO_x e CO delle caldaie valgono anche per le taglie di potenza minore. Per impianti cogenerativi di piccola taglia invece le emissioni specifiche risultano più alte; si rimanda per questo argomento al Capitolo sulla generazione distribuita.

Tabella 3.37 - BAT (Best Available Technologies) per la riduzione delle emissioni di NO_x e CO provenienti dagli impianti di combustione alimentati a gas per potenze superiori a 50 MW

Tipo di impianto	Livelli di emissione associati alle BAT (mg/Nm ³)		Tenore di O ₂ (%)	Possibili BAT per conseguire questi livelli
	NO _x	CO		
Turbine a gas				
Turbine a gas nuove	20 – 50	5 – 100	15	Combustori DLN o SCR
DLN per le turbine a gas esistenti	20 – 75	5 – 100	15	Installazione di combustori DLN (se disponibili per il tipo di turbina considerato)
Turbine a gas esistenti	50 – 90*	30 – 100	15	Iniezione di acqua e di vapore o SCR
Motori a gas				
Motori a gas nuovi	20 – 75*	30 – 100*	15	Combustione magra o SCR e catalizzatore ossidante per il monossido di carbonio
Motori a gas esistenti	20 – 100*	30 – 100	15	Regolazione per ottenere un basso livello di emissioni di NO _x
Caldaie a gas				
Caldaie a gas nuove	50 – 100*	30 – 100	3	Bruciatori a basse emissioni di NO _x o SCR o SNCR
Caldaie a gas esistenti	50 – 100*	30 – 100	3	
CCGT				
CCGT nuovi senza combustione supplementare (HRSG)	20 – 50	5 – 100	15	Combustori DLN o SCR
CCGT esistenti senza combustione supplementare (HRSG)	20 – 90*	5 – 100	15	Combustori DLN o iniezione di acqua e vapore o SCR
CCGT nuovi con combustione supplementare	20 – 50	30 – 100	Dipende dal singolo impianto	Combustori DLN e bruciatori a basse emissioni di NO _x per la parte caldaia o SCR o SNCR
CCGT esistenti con combustione supplementare	20 – 90*	30 – 100	Dipende dal singolo impianto	Combustori DLN o iniezione di acqua e vapore e bruciatori a basse emissioni di NO _x per la parte caldaia o SCR o SNCR
SCR: riduzione selettiva catalitica degli NO _x SNCR: riduzione selettiva non catalitica degli NO _x DLN: <i>Dry Low NO_x</i> CCGT: turbogas a ciclo combinato				

Fonte: Commissione Europea – Dir.Gen CCR

Prospettive di sviluppo della cogenerazione

Il potenziale di sviluppo di cogenerazione in Italia, risulta ancora elevato; se realizzato con alti rendimenti complessivi può contribuire alla riduzione dei consumi di combustibili di importazione ed al contenimento delle emissioni di CO₂ e di inquinanti nelle città.

Nel settore teleriscaldamento si può citare una stima del potenziale effettuata da CESI che prevede una volumetria effettivamente allacciabile di 1091 milioni di m³ (pari a 7 volte l'attuale volumetria), con una produzione termica di 28,9 TWh (4,6 volte l'attuale produzione).

Per quanto riguarda l'intero settore cogenerativo si può citare la stima ISSI riportata nella tabella 3.38 riferita ad uno scenario al 2020. Tale ipotesi verrebbe ad aumentare la produzione elettrica da cogenerazione di 43 TWh, (+48% della produzione 2005); l'energia termica verrebbe aumentata di 45,2 TWh_t, (+85%).

Si tratterebbe quindi di un intervento spostato soprattutto sull'aumento della quota calore, quindi con un alto rendimento complessivo, in accordo con le indicazioni della direttiva europea 2004/8.

Tabella 3.38 – Nuove impianti di cogenerazione realizzabili in Italia al 2020

	Potenza elettrica (MW)	Energia elettrica (TWh _e)	Energia termica (TWh _t)
Piccola cogenerazione	2.000	8	11,6
Cogenerazione con rete di teleriscaldamento	4.000	14	12,7
Cogenerazione industriale	3.000	21	20,9
Totale	9.000	43	45,2

Fonte: Elaborazioni da fonte ISSI

3.3.2 Le fonti rinnovabili

Produzione da Fonti rinnovabili in Italia

Nel 2005 le fonti rinnovabili di energia hanno contribuito complessivamente al consumo interno lordo (CIL) italiano per una percentuale di poco superiore al 7%.

In tabella 3.39 viene esplicitato il contributo energetico delle diverse fonti rinnovabili in termini di equivalente fossile sostituito.

Tabella 3.39 - Energia da rinnovabili in equivalente fossile sostituito. Anni 2000-2005 (ktep)

Fonti Energetiche	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Idroelettrica ¹	9 725	10 298	8 694	8 068	9 404	7 935
Eolica	124	259	309	321	406	515
Fotovoltaico	4	4	4	5	6	7
Solare Termico	11	11	14	16	18	21
Geotermia	1 248	1 204	1 239	1 388	1 409	1 384
Rifiuti	461	721	818	1 038	1 305	1 501
Legna ed assimilati ²	2 344	2 475	2 482	2 929	3 478	3 558
Biocombustibili	95	146	189	255	280	172
Biogas	162	196	270	296	335	343
Totale	14 173	15 314	14 019	14 317	16 642	15 438
di cui non tradizionali ³	2 046	2 579	3 027	3 614	4 270	4 555

¹ Solo energia elettrica da apporti naturali valutata a 2.200 kcal/kWh

² Non include risultato indagine ENEA sul consumo di legna da ardere nelle abitazioni

³ Eolico, solare termico e fotovoltaico, rifiuti, legna (esclusa la legna da ardere), biocombustibili, biogas

Fonte: elaborazione ENEA su dati di origine diversa

Si noti come l'incremento percentualmente più significativo, pur restando su valori assoluti molto bassi, provenga da fonti non tradizionali quali l'eolico, il fotovoltaico, i rifiuti e le biomasse che passano, sul totale delle rinnovabili, da poco più del 14% del 2000 al 30% del 2005.

Un esame del contributo energetico, in termini di ktep di energia primaria sostituita, fornito negli ultimi cinque anni da alcune tipologie di fonti rinnovabili evidenzia gli andamenti che seguono:

- l'idroelettrico, che fornisce la quota più rilevante, è caratterizzato da una forte fluttuazione da attribuire a fattori di idricità;
- la geotermia mostra un contributo che nel periodo considerato varia tra 1,2 e 1,4 Mtep;
- per quanto riguarda le altre rinnovabili si evidenzia il buon incremento della produzione eolica e di quella da biomassa e rifiuti, comunque attestata su valori ancora molto lontani da quelli tipici dei Paesi europei, mentre la produzione da fotovoltaico non ha subito incrementi tali da far crescere in misura evidente l'apporto di tale fonte alla produzione complessiva.

Nei paragrafi che seguono si analizzerà separatamente il contributo delle fonti rinnovabili alla produzione di calore e alla produzione di energia elettrica.

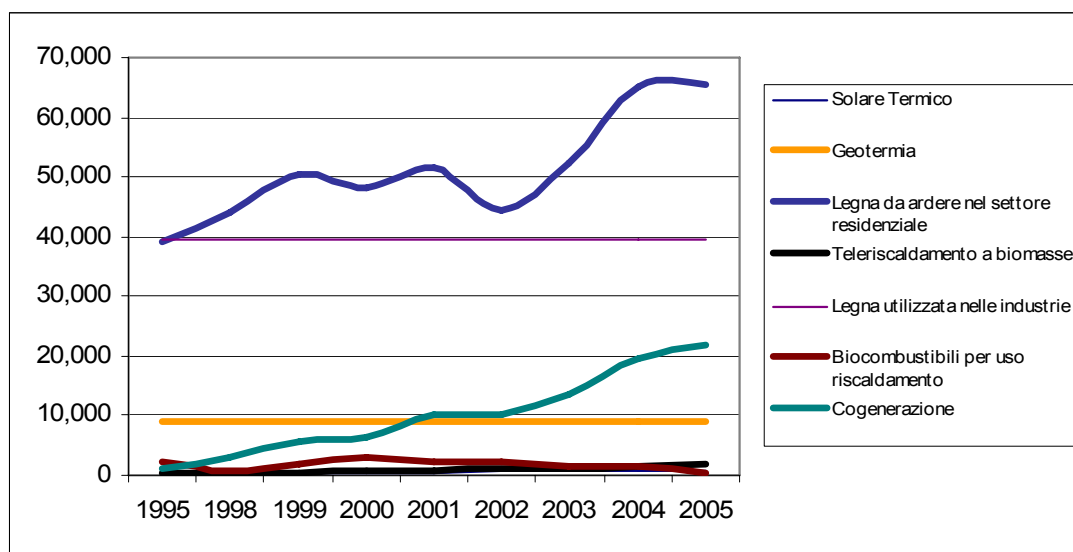
Produzione di calore

La produzione di calore da fonti rinnovabili²⁵ viene stimata nel 2005 in oltre 61.000 TJ negli impianti industriali (legna e assimilati compreso calore da cogenerazione) e in 67.000 TJ nel settore civile (legna da ardere e teleriscaldamento a biomasse) (figura 3.22).

Quest'ultimo dato può essere considerato approssimato per difetto in quanto tiene conto esclusivamente della biomassa legnosa commercializzata e rilevata dalle statistiche nazionali quando gran parte dei consumi di biomassa legnosa nel settore residenziale sfugge alle rilevazioni ufficiali²⁶.

Più limitato l'apporto proveniente dagli utilizzi diretti dell'energia geotermica, con un dato assestato negli ultimi anni inferiore a 9.000 TJ mentre il dato del contributo del solare termico, nel 2004 inferiore a 900 TJ, corrisponde a uno dei valori più bassi di diffusione di questa tecnologia nei Paesi dell'Unione Europea²⁷.

Figura 3.22 - Produzione di calore da fonti rinnovabili. Anni 1995-2005 (TJ)



Note: ¹ Non si considera l'utilizzo delle biomasse non commerciali rilevato dall'apposita indagine ENEA

² Per il 1995 e il 1998 si ipotizza una percentuale di utilizzo per uso riscaldamento pari al 50% del totale.

³ Il calore prodotto in cogenerazione non è compreso nell'equivalente fossile sostituito della tabella "Energia da fonti energetiche rinnovabili in equivalente fossile sostituito (valori in ktep)"

Fonte: elaborazione ENEA su dati di origine diversa

²⁵ I dati relativi a questo paragrafo sono il risultato di stime.

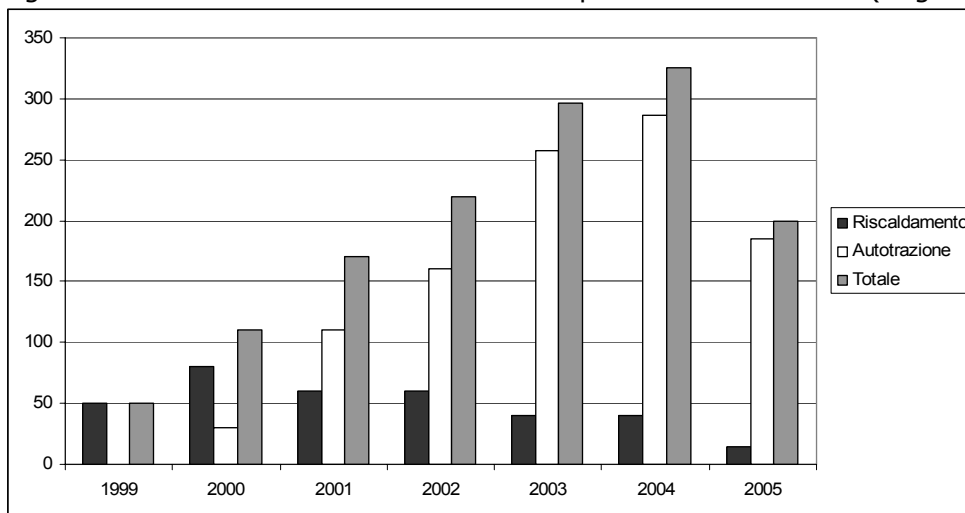
²⁶ Un'indagine statistica sulle famiglie italiane condotta per conto dell'ENEA nel 2002 ha indicato un consumo corrispondente a circa 14 Mt di legna da ardere di tipo non commerciale (corrispondenti a circa 150.000 TJ); una recente indagine svolta a cura della Regione Lombardia indica per il 2004 un consumo da parte delle famiglie pari a circa 2 Mt (oltre il doppio di quanto rilevato nella stessa regione con l'Indagine ENEA del 2002).

²⁷ In Italia si stima che siano installati circa 8 m² di collettori solari ogni 1000 abitanti a fronte di valori intorno a 300 m² in Austria e in Grecia e una media di oltre 30 m² per abitante nei Paesi dell'UE15 (Fonte: EurObserv'ER).

Biocombustibili

Negli ultimi anni si è verificata una variazione di tendenza nell'utilizzo finale del biodiesel, che è passato dal quasi totale uso per riscaldamento all'attuale tendenza che vede l'utilizzo in autotrazione prevalere su quello per il riscaldamento (figura 3.23).

Figura 3.23 - Produzione lorda di biodiesel per finalità di utilizzo (migliaia di tonnellate)



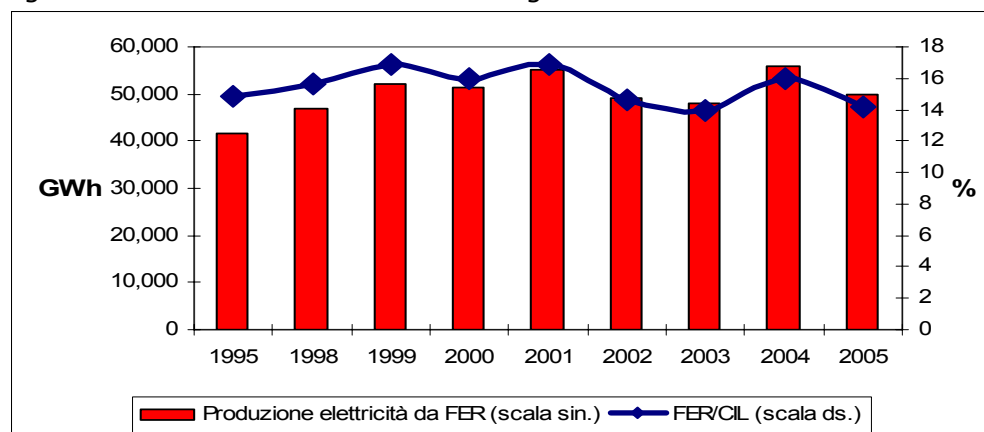
Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP

Per il 2005 è stata stimata una sostituzione di energia primaria pari a oltre 7200 TJ con una repentina riduzione rispetto agli 11700 TJ del 2004. Alla crescita del settore ha contribuito negli anni passati in modo significativo la totale abolizione di imposizioni fiscali sul biodiesel per riscaldamento e gli incentivi fiscali concessi per le miscele di combustibili da autotrazione utilizzando biocombustibili. Il progressivo venir meno delle agevolazioni spiega l'attuale contrazione nella produzione.

Produzione di energia elettrica

Nel 2005 la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ammonta a 49,9 TWh corrispondente al 14,1% del consumo interno lordo (figura 3.24). Il dato del 2005 riporta una considerevole diminuzione del ruolo delle rinnovabili nella copertura dei consumi nazionali rispetto al 2004 quando il contributo rappresentava il 16% e costituisce la seconda peggiore performance del settore dal 1997 anno base della direttiva 77/2001 per la promozione delle energie rinnovabili nei mercati interni dell'energia elettrica. La direttiva individua per l'Italia un obiettivo indicativo di produzione dell'energia rinnovabile al 25% per l'anno 2010. Il dato è ancora più preoccupante se messo in relazione alle implicazioni per il paese derivanti dall'applicazione della direttiva 87/2003 che istituisce un sistema di mercato tra i paesi dell'unione dei crediti di emissione di CO₂.

Figura 3.24 - Italia: Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili



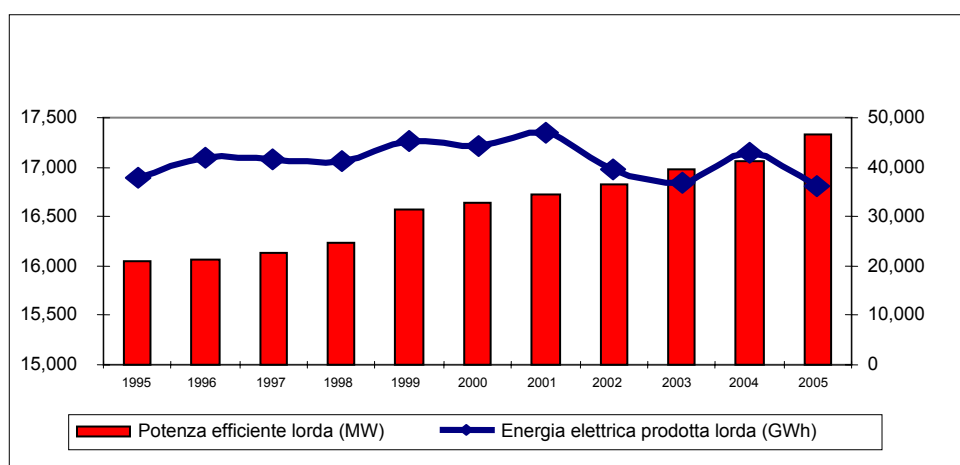
Fonte: Elaborazioni ENEA su dati Terna ed ENEA

In base a tale direttiva il secondo piano di allocazione nazionale identifica per il settore termoelettrico una disponibilità di quote di emissione pari a 116 Milioni di tonnellate di CO₂ nel periodo 2008-2012, le eventuali tonnellate in eccesso dovranno essere acquistate dagli operatori sul mercato dei crediti di emissione. L'allocazione delle quote prevede un contributo della generazione rinnovabile a circa 80 TWh nel 2010 a fronte dei 50TWh prodotti nel 2005. Ogni kWh di rinnovabile inferiore agli 80 TWh programmati rappresenta pertanto un costo per il paese.

Risulta pertanto utile soffermarsi ad analizzare i dati con l'ottica di evidenziare le criticità del settore nel raggiungimento degli obiettivi europei e nazionali di sviluppo.

Nel dato relativo alla produzione 2005 è possibile identificare variabili congiunturali, quali la bassa idraulicità e la limitata ventosità, e variabili strutturali riconducibili a sistemi di regolazione ed incentivazione delle energie rinnovabili non sufficienti ed inefficienti nel raggiungimento degli obiettivi di sviluppo e ad un crescente incremento della domanda finale di energia elettrica che riduce la quota percentuale pur in presenza di una crescita di queste.

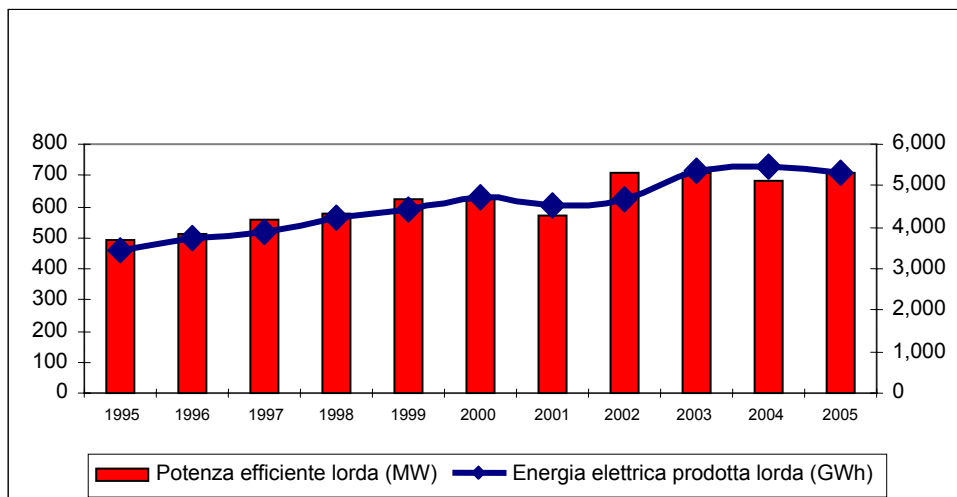
Figura 3.25 - Italia: Potenza idroelettrica installata e energia prodotta. Anni 1995-2005



Fonti: Elaborazioni ENEA su dati Terna ed ENEA

Per quanto riguarda la generazione idroelettrica che rappresenta circa il 70-75% della produzione rinnovabile nazionale il 2005 è stato un anno particolarmente sfavorevole. I 36TWh forniti da questa fonte rappresentano il dato più basso del decennio pari solo al 2003, anno di particolare siccità. Anche la generazione eolica, pur in forte crescita rispetto al 2004, non sembra avere beneficiato, a causa di una modesta ventosità nell'anno, della robusta crescita nell'installazione di nuovi impianti eolici sul territorio italiano superiore ai 500MW nel corso del 2005.

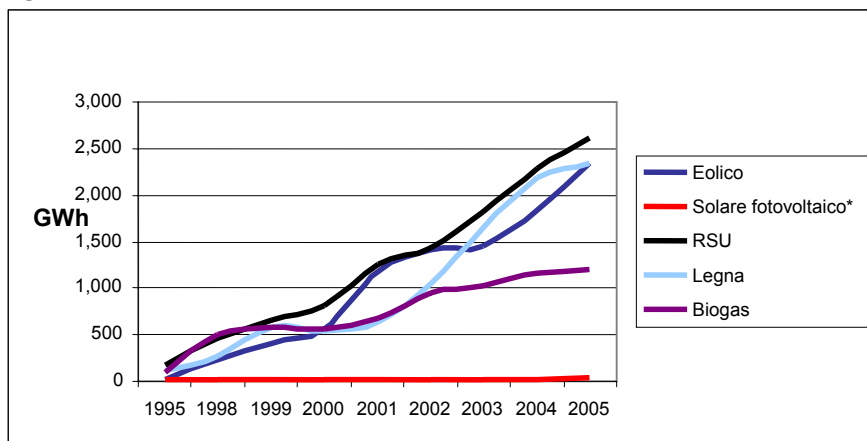
Figura 3.26 - Italia: Potenza geotermoelettrica installata e energia prodotta. Anni 1995-2005



Fonti: Elaborazioni ENEA su dati Terna ed ENEA

La generazione geotermica, seconda per importanza nel contributo nazionale con 5,3TWh, è risultata sostanzialmente stabile, mentre la generazione da biomassa che dovrebbe sostenere la crescita del contributo delle rinnovabili del nostro paese ha registrato una crescita molto limitata, pari 0,5TWh, tra le più basse negli ultimi anni. Il dato relativo alle biomasse inoltre ingloba la generazione da rifiuti anche non biodegradabili che sono di fatto esclusi dalla qualificazione di energia rinnovabile ai sensi dell'energia utile al raggiungimento degli obiettivi indicativi della direttiva 77/2001.

Figura 3.27 - Italia: Elettricità da fonti rinnovabili non tradizionali. Anni 1995-2005 (GWh)

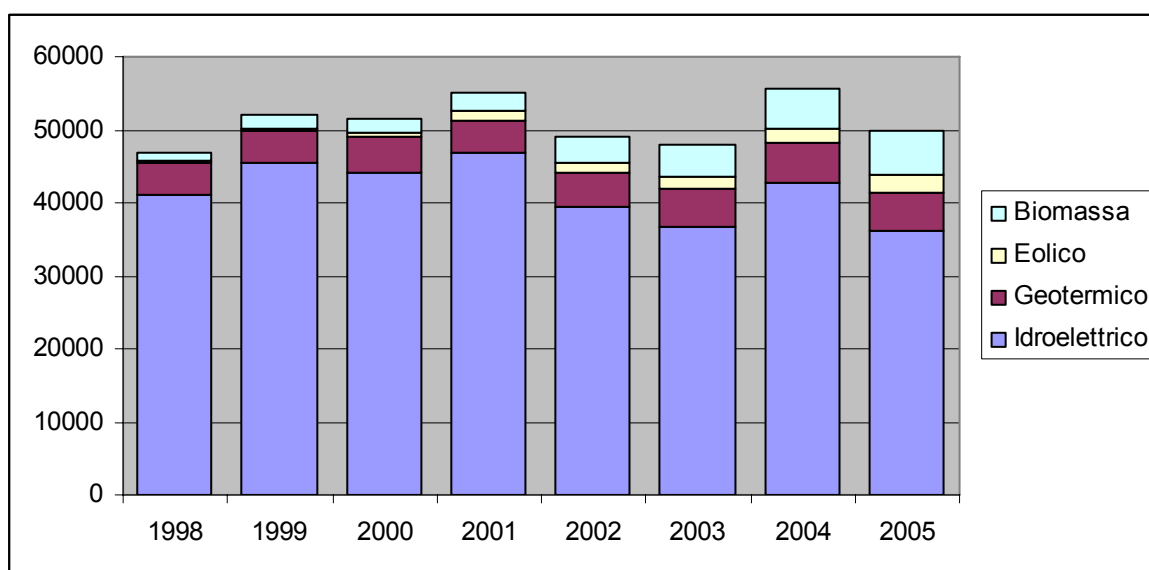


Fonti: Elaborazioni ENEA su dati Terna ed ENEA

I dati provvisori relativi al periodo gennaio-dicembre 2006 indicano un lieve recupero della generazione idroelettrica che nel 2006 è cresciuta dello 0,2% rispetto al 2005 e una marcata affermazione del settore eolico che ha incrementato la propria generazione del 37% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. In crescita anche il contributo del geotermoelettrico (+3,8%).

L'analisi dell'andamento congiunturale dei contributi delle varie fonti ed in particolare la forte incidenza dell'idraulicità nel condizionare la quota nazionale di produzione da energia rinnovabile non deve distogliere l'attenzione da una valutazione strutturale del sistema di regolazione ed incentivazione nazionale per la promozione delle energie rinnovabili.

Figura 3.28 - Contributo per fonte alla generazione nazionale di energia elettrica rinnovabile. Anni 1998-2005

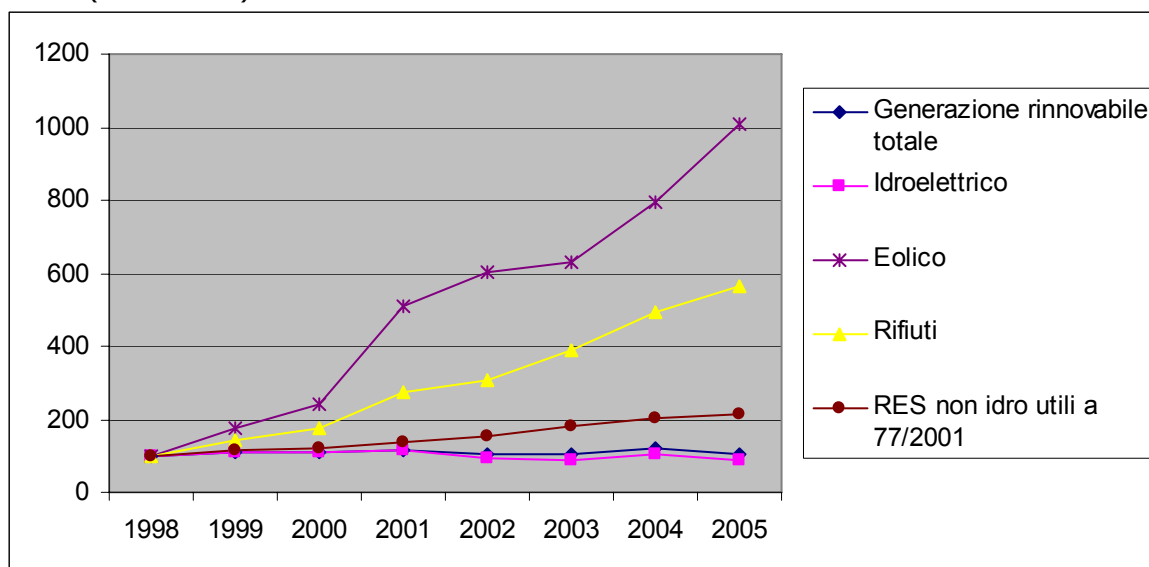


Elaborazioni ENEA su dati Terna e GRTN

La figura 3.28 riporta il contributo per fonte alla generazione rinnovabile del paese dal 1998 al 2005. Illustrando gli stessi dati con numeri indice per diverse categorie di produzione, nella

figura 3.29 è possibile mostrare l'andamento dei settori rinnovabili, con l'esclusione dei settori idroelettrico e rifiuti. Il contributo della generazione rinnovabile non idroelettrica, pur raddoppiando nel periodo, non è stato in grado di trascinare il settore in maniera sufficiente da sganciarlo dall'idraulicità annuale. La generazione rinnovabile non idroelettrica ha aumentato la propria quota percentuale sul consumo interno lordo dal 1,7% del 1998 al 3,2% del 2005. I sistemi d'incentivazione in atto hanno indotto in particolare la crescita del settore eolico e della termocombustione dei rifiuti.

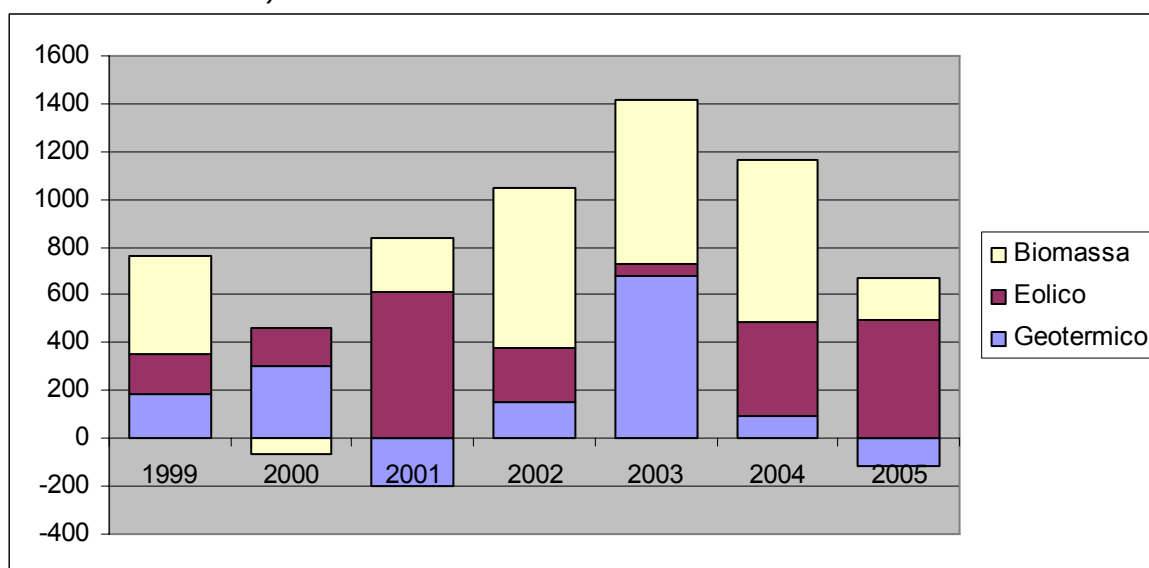
Figura 3 29- Andamento di diverse voci della generazione rinnovabile. Anni 1998-2005. Numeri indice (1998=100)



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati Terna e GRTN

La crescita in termini di produzione non appare costante nel periodo. In particolare negli ultimi due anni, nonostante la ripresa della generazione eolica, il settore non è stato in grado di garantire incrementi di generazione pari a quelli registrati nel 2003. La figura 3.30 riporta gli incrementi di generazione dell'anno sul precedente.

Figura 3.30 - incrementi annuali di produzione per fonte per i settori (non sono compresi idroelettrico e rifiuti). Anni 1999-2005



Elaborazioni ENEA su dati Terna e GRTN

È importante ricordare che dal 2002 in avanti si sono sovrapposti due sistemi d'incentivazione, per la cui descrizione si rimanda al rapporto sulle fonti rinnovabili 2005, il CIP6 ed il meccanismo dei certificati verdi.

Per quanto in base all'osservazione degli ultimi anni sia ancora prematuro giungere a conclusioni, è legittimo avanzare l'ipotesi che l'effetto crescita indotto dal sovrapporsi dei due sistemi a partire dal 2002 si sia progressivamente attenuato una volta ultimata la realizzazione degli ultimi impianti in CIP6 e che con il progressivo affermarsi del meccanismo dei certificati verdi la tecnologia prevalente sia l'eolico a discapito della biomassa in limitata crescita nel 2005.

Nei paragrafi seguenti vengono illustrati i fondamentali del mercato dei certificati verdi per l'anno 2005. Per il primo anno l'offerta di certificati da privati è stata superiore alla domanda tuttavia non si è avuto alcun effetto sul prezzo dei certificati che è rimasto sostanzialmente invariato rispetto ai certificati collocati sul mercato dal GRTN. Questo significa che l'incremento della quota dello 0,35%/anno non determina una domanda sufficiente a coprire la potenziale offerta costituendo un freno allo sviluppo delle rinnovabili. Infatti la domanda di certificati verdi è stata saturata nonostante, come riportato nella Figura 3 la crescita del settore sia risultato inferiore a quello degli scorsi anni ed assolutamente inadeguato al soddisfacimento di target di sviluppo nazionali ed europei. Ad oggi inoltre la quota d'obbligo successivamente al 2007 non è stata aggiornata in contrasto con le disposizioni del decreto 387, che prevedeva un aggiornamento della quota d'obbligo entro il 31 dicembre 2004.

Il meccanismo dei certificati verdi (CV) nel 2005

Nel marzo 2006 si è chiuso il mercato dei certificati verdi relativo alla produzione di energia rinnovabile nel corso del 2005. Se ne riportano le principali dinamiche relative ai fondamentali.

Domanda di certificati verdi

La domanda di CV per l'anno 2005 è incrementata di circa il 10% rispetto a quella dell'anno precedente assestandosi ad un volume pari a 4.308 GWh. Il dato positivo è determinato sostanzialmente dall'incremento della quota d'obbligo da 2 al 2,35% come previsto dal decreto 387 mentre nessun incremento della domanda risulta imputabile ad una diminuzione dell'energia esentata dal pagamento dei certificati che ammonta al 48% del Consumo interno lordo. La domanda a consuntivo è risultata pertanto nettamente inferiore ai 5TWh come pubblicato dal GRTN nel bollettino annuale relativo al 2005. Viene di seguito fornita una stima per le voci che determinano le maggiori esenzioni all'obbligo dei certificati verdi.

- fonte rinnovabile, (16% del Consumo Interno Lordo)
- cogenerazione (11% del CIL)
- prodotta da impianti a pompaggio (2% del CIL)
- destinata all'export (0.2% del CIL)
- destinata ai servizi di ausiliari (4% del CIL)
- prodotta da produttori o importatori inferiori a 100 GWh annui (4% del CIL)
- relativa alla franchigia di 100 GWh per soggetti ad obbligo (3% del CIL)
- estera da fonte rinnovabile (9% del CIL).

Offerta di certificati verdi

L'offerta di certificati verdi è data dalla produzione degli impianti entranti in funzione successivamente al 1 aprile 1999 e qualificati Impianti a fonti rinnovabili (IAFR) dal GSE (GRTN) o degli impianti alimentati a rifiuti ammessi all'incentivazione. Nel 2005 per la prima volta tale produzione ha superato la domanda di certificati verdi, attestandosi su 4.41 TWh, con un aumento del 47% rispetto all'anno precedente, peraltro a fronte di una diminuzione del 16% della produzione totale delle fonti rinnovabili, dovuta alla riduzione della produzione idrica.

La tabella 3.40 riporta l'evoluzione della produzione IAFR per fonte. Per la prima volta il GSE nella pubblicazione del bollettino annuale ha dato separata evidenza dei contributi da biomassa, biogas e rifiuti.

Il contributo maggiore alla crescita, sia in termini percentuali che assoluti, è dato dalla produzione eolica, che con 1.4 TWh raggiunge quasi quella idroelettrica (1.6 TWh).

È fondamentale tuttavia ricordare per valutare l'efficacia del meccanismo dei certificati verdi in relazione all'obiettivo nazionale di incremento della generazione di energia rinnovabile, che parte dei certificati verdi sono rilasciati a fronte di interventi per il rifacimento parziale o totale di impianto. Tali certificati pur contribuendo a saturarne la domanda non determinano un aumento della generazione nazionale. Il bollettino annuale del GRTN non fornisce evidenza del contributo dei rifacimenti totali e parziali sul totale dei certificati rilasciati.

È tuttavia possibile stimare per difetto il contributo degli impianti nuovi applicando ai certificati effettivamente emessi gli stessi contributi percentuali relativi agli impianti nuovi sul totale degli impianti qualificati. I valori riportati in tabella 3.41 sono probabilmente sottostimati, dal momento che ci si aspetta una più facile realizzazione ed entrata in esercizio di un iniziativa di rifacimento parziale o totale rispetto ad una costruzione a nuovo di impianto.

Tabella 3.40 - Contributo per fonte all'offerta di certificati verdi. Anni 2002-2005

GWh	2002	2003	2004	2005
Idrico	420	587	1 466	1 695
Geotermico	186	483	606	561
Eolico	165	181	465	1 448
Biomasse				308
Biogas	143	231	462	251
Rifiuti				146
Solare				1
Totale	914	1 481	2 999	4 410

Fonte: GSE

Tabella 3.41 - Contributo impianti nuovi sul totale degli impianti qualificati IAFR in esercizio maggio 2006

	Totale impianti qualificati al maggio 2006	Di cui riferiti ad impianti nuovi o riattivati	Percentuale riferita ad impianti nuovi sul totale
Idro	3212	1173	37%
Geotermo	943	426	45%
Eolico	2440	2439	100%
biomassa	1297	1164	90%
biogas	745	702	94%
rifiuti	521	473	91%
Totale	9158	6377	70%

In base alle percentuali proposte nella tabella si deduce che il sistema dei certificati verdi determina un incremento della generazione rinnovabile nazionale non superiore al 70% della quota d'obbligo dei certificati verdi.

Tale constatazione, insieme alle difficoltà ad incrementare la quota d'obbligo percentuale da parte dei Ministeri, è da considerare l'elemento strutturale d'impossibilità del paese a tenere il passo con gli obiettivi di crescita illustrati nella prima parte del paragrafo.

3.3.3 Il settore elettrico

La richiesta di energia elettrica (consumi + perdite) sulla rete italiana è stata nel 2005 di 330 TWh, pari all'1,7% in più rispetto all'anno precedente. Tale incremento è leggermente superiore rispetto a quello corrispondente dell'anno 2004, ed è avvenuto nonostante il rallentamento dell'economia (variazione PIL 2005/2004 -0,04%). Il settore che ha causato principalmente tale incremento è stato il terziario (+5,3% rispetto al 2004).

Nella tabella 3.42 è rappresentato il dettaglio del bilancio dell'energia elettrica con le relative variazioni percentuali rispetto al 2004.

Tabella 3.42 - Bilancio dell'energia elettrica in Italia (GWh). Anni 2005-2004

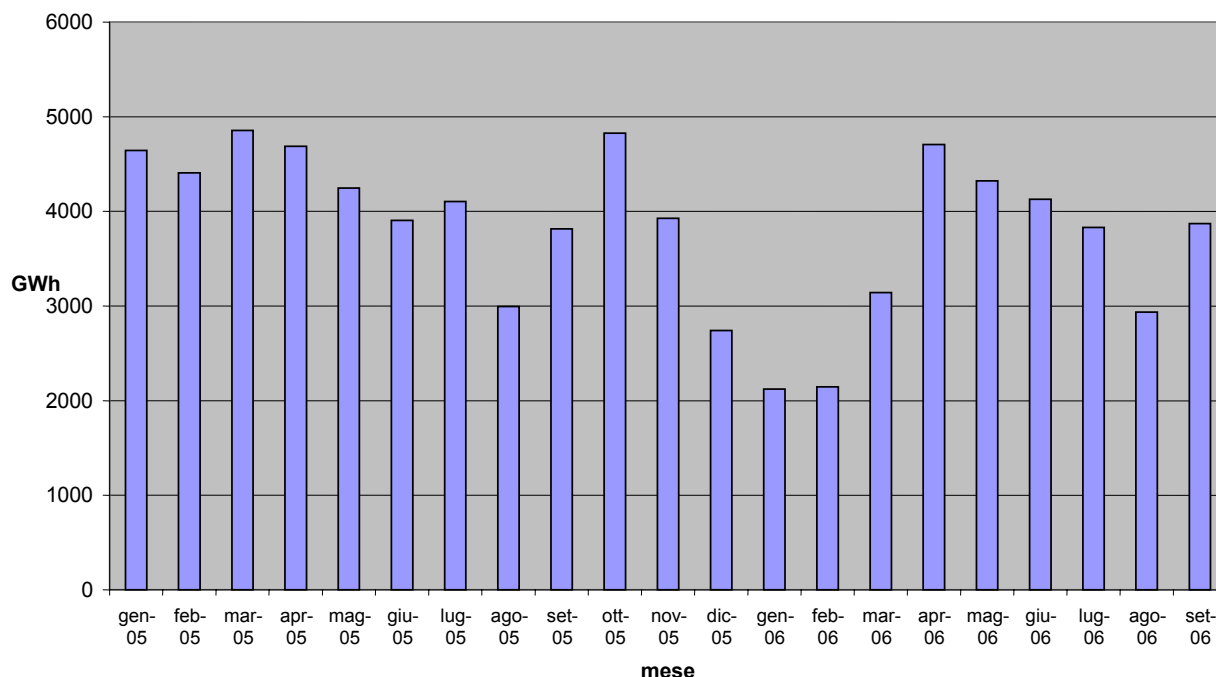
	2005	2004	Variazione 2005/2004
Produzione idrica lorda	42.927	49.908	-14,0%
Produzione termica lorda	253.073	246.126	2,8%
Produzione geotermica lorda	5.324	5.437	-2,1%
Produzione eolica	2.343	1.846	26,9%
Produzione fotovoltaica	4	4	0%
Totale produzione lorda	303.672	303.321	0,1%
Consumi servizi ausiliari	13.064	13.298	-1,8%
Totale produzione netta	290.607	290.022	0,2%
Energia destinata ai pompaggi	9.319	10.300	-9,5%
Produzione netta destinata al consumo	281.288	279.722	0,6%
Importazioni	50.264	46.425	8,3
Esportazione	- 1.109	-790	40,3%
Saldo import-esport	49.155	45.635	7,7%
Richiesta totale Italia	330.443	325.357	1,6%
Perdite	20.626	20.867	-1,2%
Totale consumi	309.816	304.489	1,7%
Agricoltura	5.364	5.184	0,4%
Industria	153.726	153.155	0,3%
Terziario	83.793	79.557	5,3%
Usi domestici	66.932	66.592	0,5%

Fonte: Terna - Dati generali

La richiesta totale è stata soddisfatta per l'85% con produzione nazionale, che è cresciuta dello 0,6% rispetto all'anno precedente, e per il 15% dal saldo fra *import* ed *export* con l'estero, aumentato del 7,7% rispetto al 2004, grazie anche all'entrata in servizio di nuove linee di interconnessione con la Svizzera che hanno determinato un incremento della massima capacità di trasporto.

C'è da segnalare d'altronde alla fine del 2005 una notevole inversione di tendenza nel ricorso all'importazione dall'estero, proseguita anche nei primi mesi invernali del 2006, come riportato nella figura 3.28. Questa inversione di tendenza è da attribuirsi alla convenienza economica nell'utilizzare a pieno regime gli impianti a ciclo combinato ad alta efficienza alimentati a gas naturale recentemente entrati in servizio, anziché ricorrere all'importazione nel periodo invernale, durante il quale il costo dell'energia elettrica è risultato elevato. A fronte di questo positivo trend per le imprese elettriche nazionali, bisogna segnalare che tale maggiore consumo, aggiunto ad una richiesta aumentata di gas naturale causata da condizioni climatiche avverse, ha creato problematiche di approvvigionamento del gas e di gestione delle scorte nel periodo invernale 2005-2006.

Figura 3.31 – Energia elettrica importata in Italia: saldo import-export. Anni 2005-2006



Fonte: Elaborazione da dati Terna

La produzione idrica è stata più bassa rispetto al 2004 (-14,7%) a causa delle minori precipitazioni, che hanno portato l'indice di producibilità al 79%, uno dei valori più bassi registrati negli ultimi 40 anni. L'energia da fonte eolica continua a registrare notevoli aumenti (+27%); una piccola variazione al ribasso ha subito la fonte geotermica (-2,1%).

La produzione termoelettrica ha registrato un aumento del 2,8%. In tabella 3.43 sono riportati i principali dati relativi alla produzione termoelettrica in Italia nel 2004 e 2005.

Tabella 3.43 - Produzione termoelettrica in Italia e relativi consumi di combustibile. Anno 2005

	produzione energia elettrica lorda (GWh)	percentuale su produzione elettrica lorda totale	variazione 2005/2004	consumi combustibile (Mtep)	rendimento di conversione *
solidi	43.606	14,4%	-4,2%	10,159	37%
gas naturale	149.258	49,2%	15,0%	25,284	51%
gas derivati	5.836	1,9%	8,4%	1,276	39%
prodotti petroliferi	35.846	11,8%	-24,1%	7,881	39%
altri combustibili	17.408	5,7%	1,0%	3,741	40%
di cui:					
biomasse e rifiuti solidi	6.155	2,0%	9,2%		
altre fonti	1.117	0,4%	17,7%	-	-
totale	253.073	83,3%	2,8%	48,339	45%

Nota: * rendimento calcolato su potere calorifico inferiore del combustibile e su produzione lorda

Fonte dati: Elaborazioni da dati Terna

La generazione da gas naturale continua a crescere, aumentando di conseguenza anche il rendimento di conversione totale del parco termoelettrico, grazie all'introduzione di nuove centrali a ciclo combinato. L'utilizzo del petrolio ed in misura minore del carbone decrescono. La quota proveniente da biomasse e rifiuti, seppur in crescita, rimane marginale.

Potenza efficiente, media disponibile e richiesta alla punta: situazione al 2005

La potenza efficiente netta installata al dicembre 2005 è stata di 85.470 MW, con un aumento di 3.958 MW (+4,9%) rispetto al 2004. Nella tabella 3.44 è riportata la potenza netta installata per tipologia di impianto nel 2005 e 2004. Da essa si può ricavare che la potenza degli impianti termoelettrici è aumentata di 3.175 MW, mentre quella eolica e fotovoltaica si è incrementata di 505 MW, (+45% rispetto al 2004).

Tabella 3.44 - Potenza installata in Italia. Anni 2005 e 2004. Potenza efficiente netta e potenza media disponibile

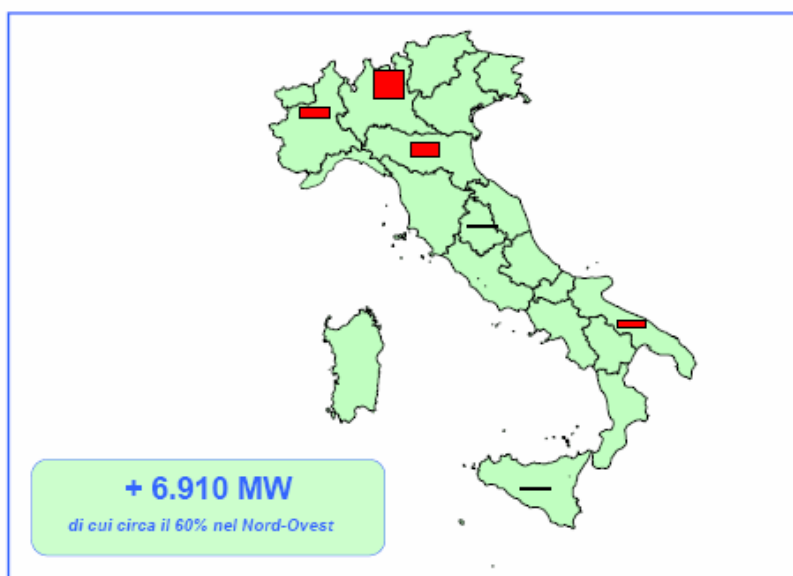
impianti	Potenza efficiente netta		Variazione		Potenza media disponibile alla punta	Rapporto pot. disponibile / potenza efficiente netta
	Anno 2005 MW	Anno 2004 MW	MW	%	Anno 2005	
					MW	
Idroelettrici	20.992	20.744	248	1,2%	13.700	65%
termoelettrici	62.165	58.990	3.175	5,4%	44.160	71%
Geotermici	671	642	29	4,5%	600	89%
Eolici e fotovoltaici	1642	1.135	507	44,7%	400	24%
Totale produzione nazionale	85.470	81.512	3.958	4,9%	56.300	66%

Fonte: Elaborazioni da dati Terna

La collocazione geografica della nuova produzione termoelettrica installata negli ultimi 3 anni, ha privilegiato prevalentemente le regioni del nord, come evidenziato in figura 3.32.

Figura 3.32 – Potenza da nuove centrali termoelettriche. Anni 2002-2005

Potenza da nuove centrali termoelettriche dal 2002 al 2005

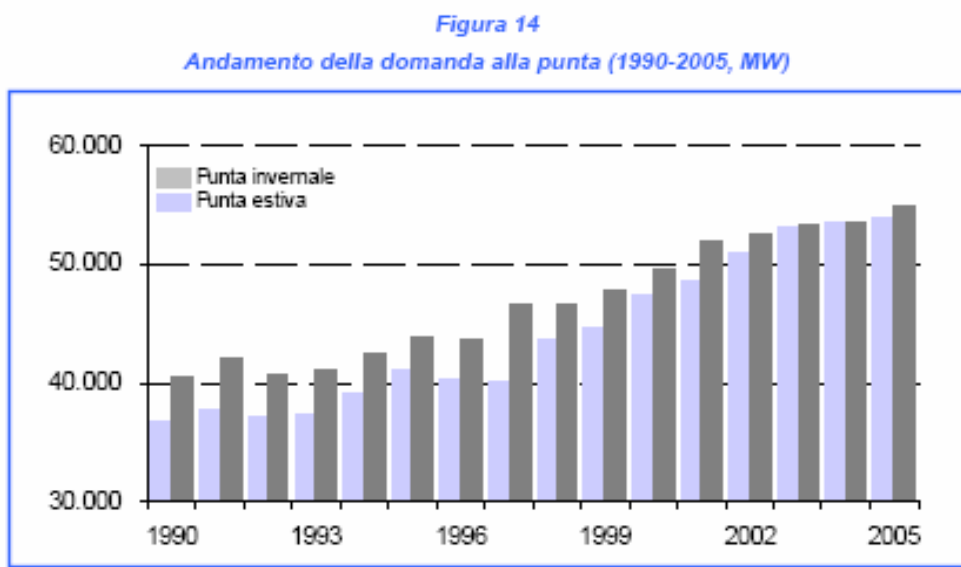


Fonte: Terna

In tabella 3.44 è anche riportata la potenza media disponibile alla punta ed il rapporto di tale valore con la potenza efficace netta per ciascuna tipologia di impianto. Per gli impianti idroelettrici ad acqua fluente e per gli impianti eolici tale fattore di disponibilità è correlato con il carattere intermittente della fonte naturale ed è quindi da considerarsi normale. Per gli impianti termoelettrici tale fattore è basso, se confrontato ad esempio con realtà produttive a livello europeo; si può attribuire tale anomalia all'obsolescenza di parte del parco di generazione, al ricorrente problema di carenza di acqua di raffreddamento in periodi di siccità, ed in generale ad una non ottimizzata gestione dei cicli manutentivi.

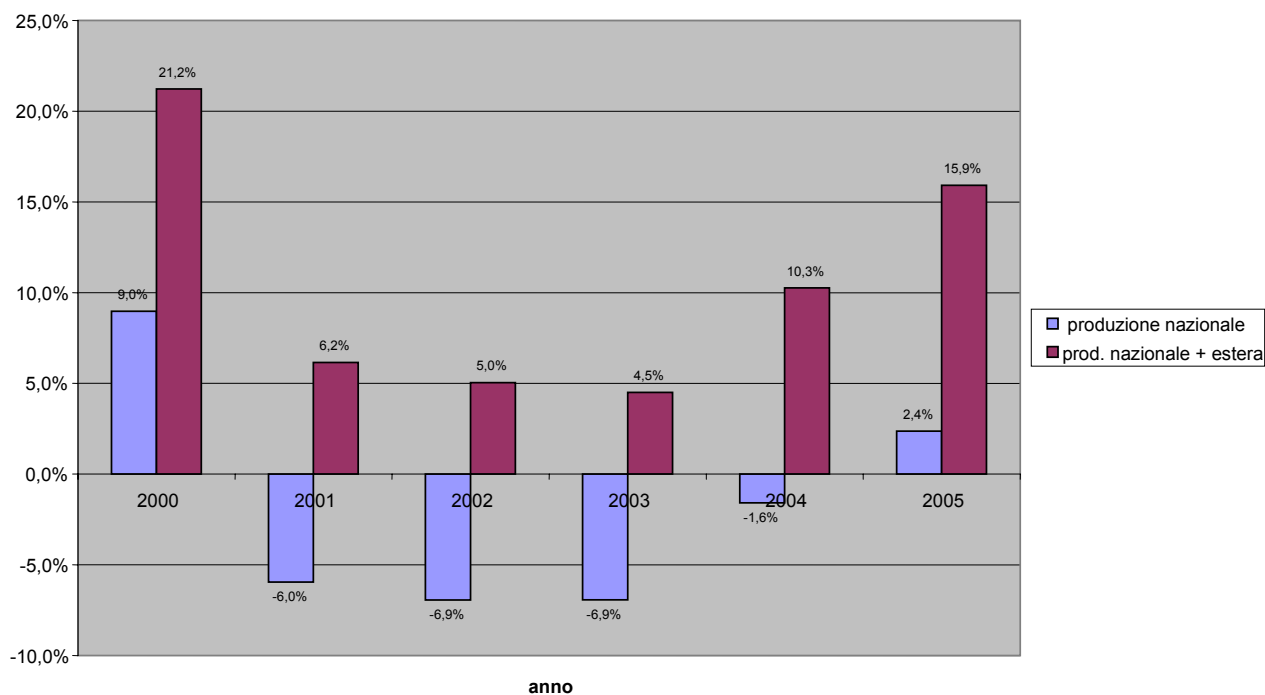
Per quanto riguarda la potenza di punta richiesta in rete nel 2005 il 20 dicembre del 2005 alle ore 18 si è registrato il nuovo record con il valore di 55.015 MW, maggiore del 2,6% rispetto al valore massimo raggiunto nel 2004. Anche nel periodo estivo si è verificato un nuovo massimo, ed in particolare il 28 giugno 2005 alle ore 11 si è raggiunto un picco di potenza pari a 54.163 MW, superiore dello 1,2% rispetto a quello dell'anno precedente. Nella figura 3.33 si può vedere l'andamento, a partire dal 1990, della domanda di punta.

Figura 3.33 – Andamento della domanda alla punta. Anni 1990-2005 (MW)



Fonte: Terna

Figura 3.34 - Margine di potenza per la copertura del carico di punta invernale. Anni 2000-2005



Fonte: Elaborazioni da dati Terna

La potenza media disponibile alla punta, ovvero quella potenza sulla quale il Paese può contare per soddisfare il fabbisogno elettrico nei momenti di massima richiesta, è stata nel 2005 tale da non creare alcun problema per soddisfare la domanda, contando su di un margine del 15,9%. Se nel computo di tale margine si prende in considerazione solo la produzione nazionale, il valore cala al 2,3%. In figura 3.34 viene riportato per il periodo 2000-2005 il valore percentuale dello scarto tra potenza media disponibile in Italia e fabbisogno, calcolato sia rispetto alla sola produzione nazionale sia considerando anche la potenza massima trasmissibile dall'estero. Si può vedere come le nuove infrastrutture realizzate, sia centrali sia nuove connessioni con l'estero, hanno riportato per il 2005 il valore del margine di potenza ad un livello di ragionevole sicurezza, superando la rischiosa contingenza in cui si era trovata l'Italia negli anni 2001-2003. Il margine calcolato sulla sola produzione nazionale rimane comunque basso (+2.3%), costituendo quindi ancora una dipendenza dall'estero.

La rete elettrica italiana

La rete elettrica italiana di trasmissione ha una consistenza di 10.528 km di linee a 380 kV, 11.387 km di linee a 220 kV e 45.214 km di linee secondarie a 120-150 kV.

Nuovi interventi sulla rete di trasmissione entrati in funzione nel corso del 2005 sono stati:

- linee 380 kV:
 - S. Fiorano - Robbia e Gorlago – Robbia (Svizzera – Nord Italia);
 - Rizziconi - Laino (Calabria);
 - Candela – Foggia (Puglia);
 - La Spezia – Acciaiuolo (Nord Italia – Centro Italia)
 - Pian della Speranza – Montalto Centro Italia;
 - Suvereto –Valmontone (Centro Italia);
 - Ravenna Canala Forlì (Nord- Italia);
- linee 220 kV: n. 4
- linee 150-132 kV: n. 45.

Figura 3.35 – Limiti di capacità e di trasporto a rete integra



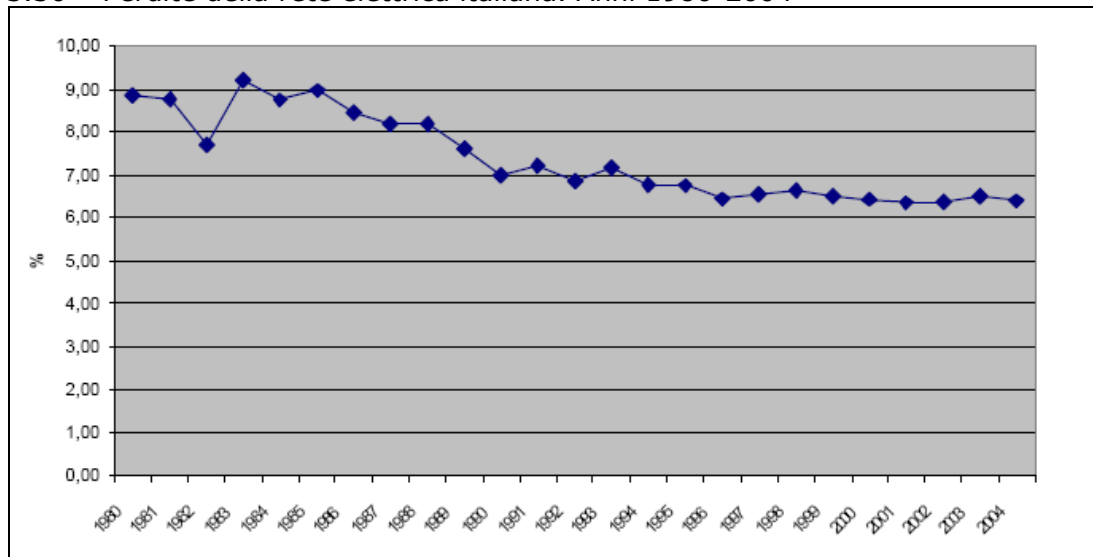
Fonte: Terna

I limiti di capacità di trasporto tra aree geografiche italiane e rispetto ai paesi confinanti sono rappresentati nella figura 5, dove si possono notare i 6.500 MW del periodo invernale tra Nord-

Italia e Francia e Svizzera, i 5.200 MW tra Nord-Italia ed Emilia-Toscana, i 2.300 MW tra Toscana e Centro Italia, i 2.200 MW tra Centro e Sud Italia.

La serie storica delle perdite di rete espresse in percentuale rispetto al consumo totale viene riportata in figura 3.36. Si può notare una tendenza al contenimento fino ad arrivare al valore del 6,6% del 2004.

Figura 3.36 – Perdite della rete elettrica italiana. Anni 1980-2004



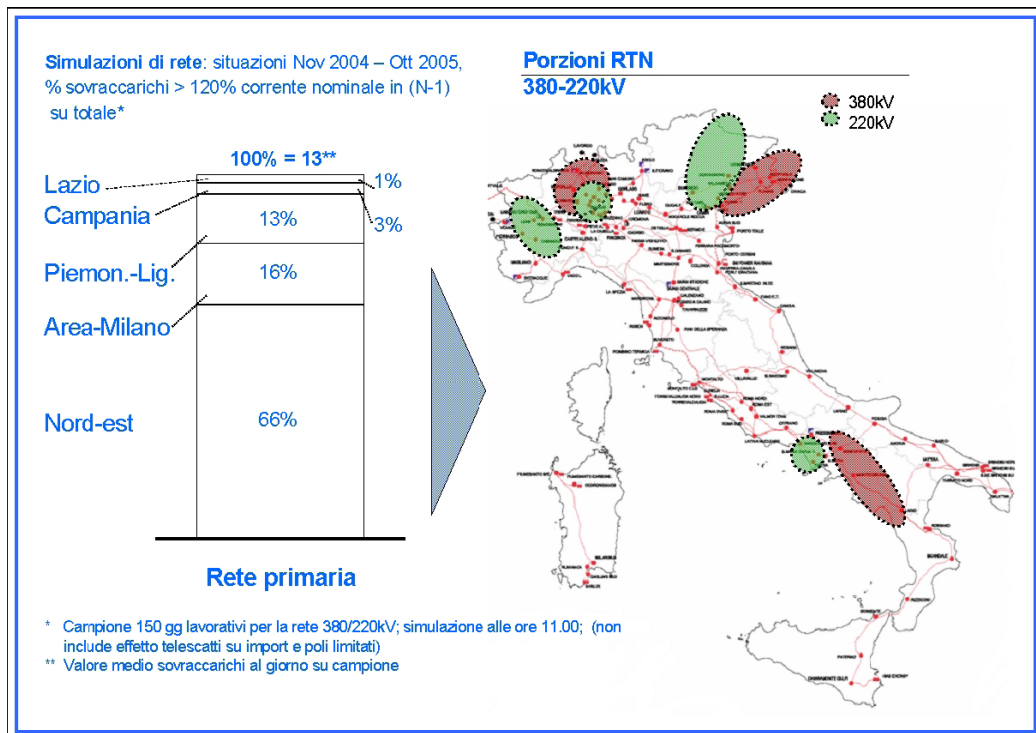
Fonte: elaborazioni MAP

Le criticità attuali della rete elettrica di trasmissione italiana possono essere analizzate in differenti vie; qui vengono presentati due diversi approcci che prendono in considerazione rispettivamente il sovraccarico della rete in caso di fuori servizio di una linea, e la saturazione dei margini di scambio tra zone di mercato durante l'anno.

Utilizzando il primo criterio si può osservare nella figura 3.34 quali sono le zone più critiche: Nord-Est, area di Milano, Piemonte e Liguria, Campania.

Dal punto di vista invece della saturazione dei margini di scambio le connessioni più penalizzate nel corso del 2005 siano state quelle tra Calabria e Sicilia con una frequenza annua del 36%, tra Nord e Centro Nord con il 22%, tra Centro Nord e Corsica-Sardegna con il 18%.

Figura 3.37 - Aree a maggiore criticità per la sicurezza sulla rete primaria a 380-220 kV



Fonte: Terna

Altra criticità da sottolineare è rappresentata dalla presenza di centrali il cui funzionamento è essenziale per garantire la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico; la potenza totale di tali centrali assomma attualmente a 915 MW ed è costituita anche da vecchie centrali ad olio combustibile.

A fronte della situazione della rete e considerando il trend di notevole aumento delle installazioni eoliche, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) ha pubblicato due Deliberazioni: la n. 34/05, con la quale viene assegnata al gestore TERNA la facoltà di sospendere o ridurre il ritiro di dell'energia prodotta da impianti a fonte rinnovabile per esigenze di esercizio e di manutenzione della rete, e la n. 138/05 "Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti aventi ad oggetto condizioni per la gestione della priorità di dispacciamento relativa ad impianti di produzione da fonti rinnovabili in situazioni di criticità del sistema elettrico nazionale".

Lo sviluppo di fonti rinnovabili quali l'eolico può essere seriamente ostacolato in Italia da limitazioni dovute alla rete elettrica; queste limitazioni sono pesantemente presenti nel Sud e nelle Isole, dove maggiormente si concentra il potenziale eolico.

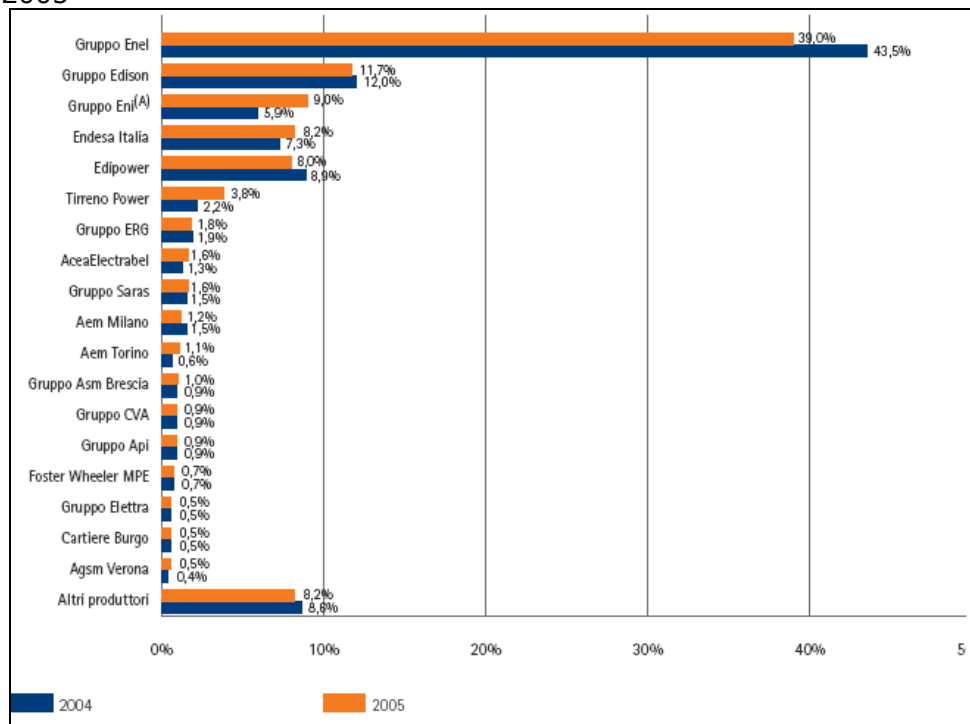
È necessaria un'azione di integrazione e coordinamento di medio e lungo termine per conciliare sicurezza della rete e nuove installazioni di fonti rinnovabili.

Si vogliono qui citare i risultati dello studio commissionato dal Ministro dell'Economia Tedesco all'Agenzia Energetica DENA, pubblicati nel maggio 2005, che confermano la possibilità al 2015 per la rete tedesca di integrare 36 GW di eolico, contribuendo al 14% del consumo elettrico previsto. Il costo degli interventi sulla rete necessari per attuare tale integrazione è stimato pari al 5% dell'attuale investimento annuo dell'operatore della rete elettrica tedesca; inoltre tale aumento di capacità di trasporto potrà essere sfruttato non solo per l'eolico. Per effettuare l'integrazione non viene stimato necessario alcun intervento sul parco di generazione ai fini della regolazione della potenza.

Il Mercato elettrico

La struttura produttiva elettrica nazionale ha registrato nel 2005 una ulteriore riduzione della concentrazione di mercato. Come si può vedere in figura 3.38 la quota di mercato del gruppo Enel si è ridotta di circa 4,5 punti percentuali, a favore di alcuni fra gli altri produttori maggiori, quali Eni, Endesa Italia, Tirreno Power e AEM Torino.

Figura 3.38 - Contributo percentuale dei principali operatori alla produzione nazionale lorda. Anni 2004-2005



Fonte: AEEG

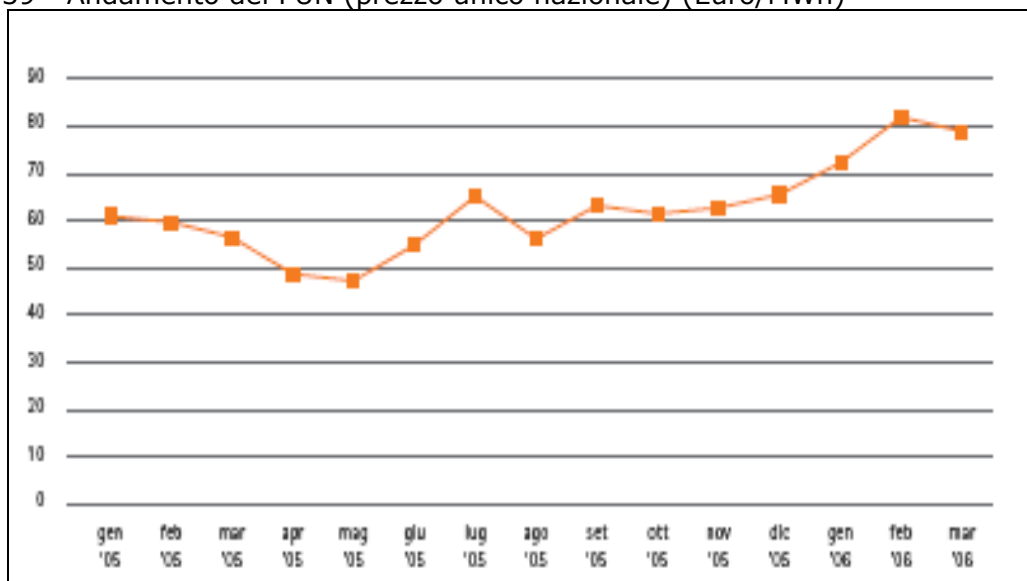
Il cambiamento delle quote dei differenti operatori è da mettere in relazione con l'entrata in servizio di nuove centrali, soprattutto a ciclo combinato di Eni ed Edison.

Un'importante novità avvenuta nel corso del 2005 è rappresentata dall'attuazione del DPCM del 11 maggio 2004, con il passaggio dell'attività di gestione della rete da GRTN a Terna, proprietaria del 90% della rete, che diventa la società responsabile del dispacciamento e della trasmissione dell'energia elettrica in Italia. Nel corso del 2005, nell'ottica del processo di unificazione della rete di trasmissione sotto la proprietà di un unico soggetto indipendente, Enel ha ridotto la propria partecipazione in TERNA; allo stato attuale, una quota pari al 29,99% delle azioni della società è di proprietà della società Cassa depositi e prestiti Spa, mentre Enel è in possesso del 5,12% delle sue azioni.

Sul versante del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica bisogna segnalare che nel 2005 è stata avviata una graduale partecipazione della domanda al sistema delle offerte della borsa elettrica. A detta dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (AEEG) permangono ancora delle forti criticità strutturali che riguardano lo stato della liberalizzazione del mercato elettrico. Tali criticità, che interessano prevalentemente il lato dell'offerta, si traducono in prezzi mediamente elevati, che risultano inoltre progressivamente crescenti (al netto delle ciclicità stagionali) a causa delle continue tensioni manifestatesi sui mercati petroliferi e dei combustibili impiegati nella generazione.

Ciò ha comportato una crescita del PUN (Prezzo Unico Nazionale) nel periodo aprile-dicembre 2005 rispetto agli stessi mesi del 2004 pari al 13,2% e, successivamente, un incremento del valore del periodo gennaio-marzo 2006 rispetto allo stesso periodo del 2005 pari addirittura al 31,3%.(figura 3.39)

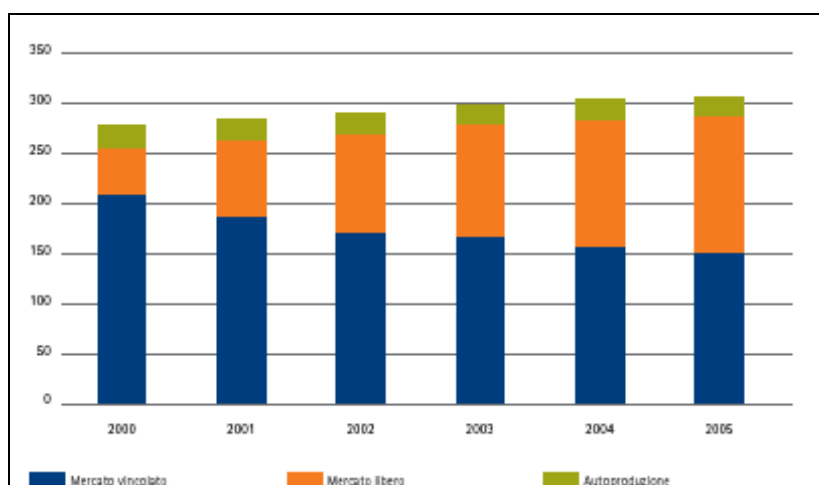
Figura 3.39 - Andamento del PUN (prezzo unico nazionale) (Euro/MWh)



Fonte: AEEG

La situazione del mercato finale (figura 3.40) vede una quota crescente relativo al mercato libero, che, nel 2005, ha raggiunto il 61% dei clienti potenziali, statisticamente più frequenti nelle regioni del Nord e caratterizzati da consumi più elevati.

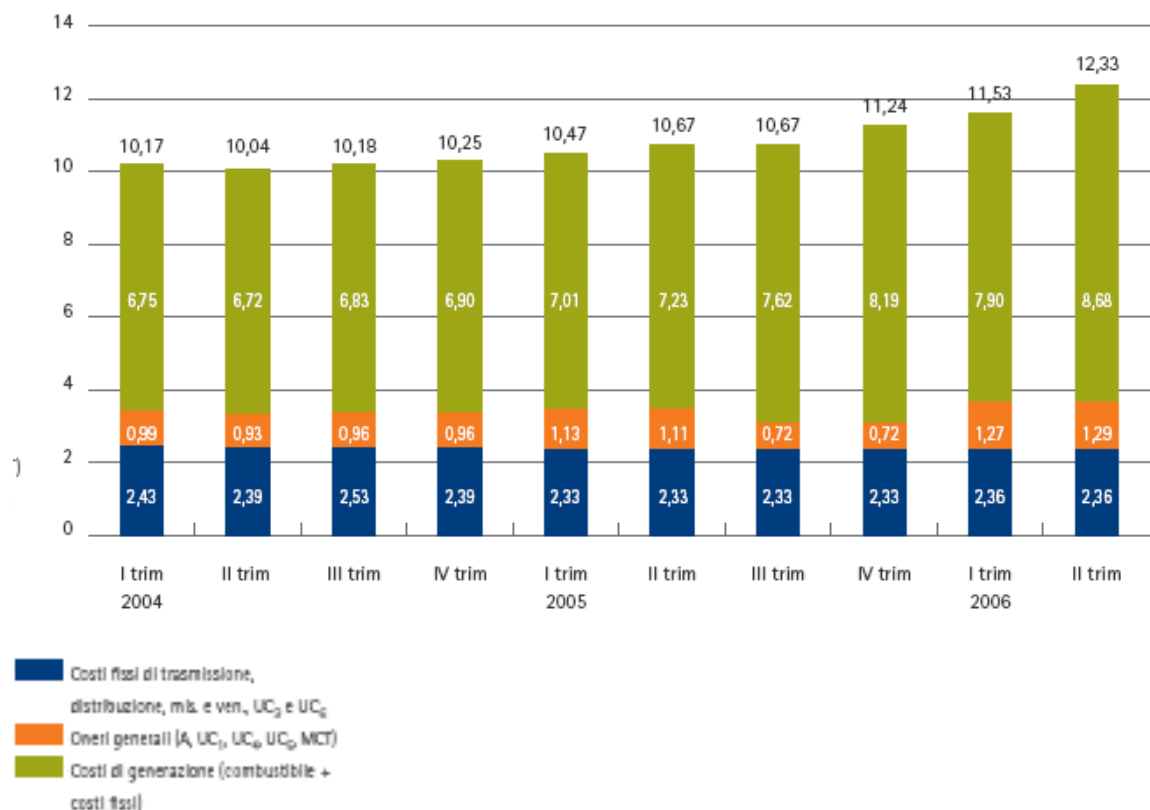
Figura 3.40 – Ripartizione dei consumi finali di energia elettrica per tipologia di mercato Anni 2000-2005



Fonte: AEEG

La tariffa media nazionale ha risentito con ritardo, dato il meccanismo di aggiornamento, degli aumenti notevoli del prezzo dei combustibili, passando dal valore di 10,47 centesimi Euro/kWh del primo semestre 2005 a 12,33 del 2006, aumento principalmente imputabile alla componente a copertura dei costi di produzione (figura 3.41).

Figura. 3.41 - Tariffa elettrica media nazionale al netto delle imposte 2004-2006 (centesimi di euro/kWh)



Fonte: AEEG

Risulta interessante per l'analisi anche il confronto tra le tariffe dell'energia elettrica italiane e quelle dei paesi dell'Unione Europea, su differenti tipologie di utenza sia industriale che domestica (tabelle 3.45 e 3.46). Si può notare come in generale le tariffe italiane risultino superiori alla media europea e che la tariffa lorda risenta più che negli altri paesi del peso delle imposte. Nel settore domestico per consumi particolarmente bassi le agevolazioni a carattere sociale fanno sì che la tariffa risulti particolarmente bassa; per consumi mediamente elevati, la tariffa al lordo delle imposte arriva a superare il 43% della media europea.

Tabella 3.45 - Confronto a livello europeo dei prezzi dell'energia elettrica per tipologia di consumo: utenza industriali. Prezzi in centesimi di euro/kWh

CONSUMO ANNUO	50.000 kWh (50 kW, 1.000 h)		160.000 kWh (100 kW, 1.600 h)		2 GWh (500 kW, 4.000 h)		10 GWh (2.500 kW, 4.000 h)	
	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	13,8	9,4	12,6	8,4	9,6	6,0	8,3	4,8
Belgio	15,2	11,5	14,0	10,7	10,1	7,5	9,6	7,0
Danimarca	12,0	7,3	11,4	6,9	11,0	6,5	-	-
Finlandia	8,4	6,4	8,1	6,2	6,7	5,0	6,8	5,1
Francia ^(A)	10,9	8,4	10,0	7,7	6,9	5,3	6,9	5,3
Germania	19,4	15,5	15,4	12,1	10,8	8,1	10,7	8,0
Grecia	10,3	9,5	9,5	8,8	7,0	6,5	7,0	6,5
Irlanda	17,9	14,3	15,0	12,4	10,6	9,0	10,2	8,7
Italia ^(B)	15,9	12,0	13,8	10,3	12,4	9,1	11,4	8,9
Lussemburgo	-	-	-	-	9,0	7,5	-	-
Norvegia	9,5	6,4	9,0	6,0	8,5	5,5	7,3	4,6
Paesi Bassi	17,0	10,9	14,4	10,5	10,7	8,1	8,9	6,6
Portogallo	11,4	10,9	9,6	9,1	7,7	7,4	7,7	7,3
Regno Unito	12,0	9,6	10,4	8,5	7,8	6,4	6,8	5,6
Spagna	12,7	10,4	9,9	8,1	8,4	6,9	7,8	6,4
Svezia	7,1	7,1	6,5	6,4	5,4	5,4	5,0	5,0
Media europea ponderata ^(C)	13,9	10,8	11,8	9,2	9,1	7,0	8,5	6,6
Italia: scostamento ^(D)	14,7%	11,3%	16,7%	11,9%	35,7%	30,0%	33,1%	34,4%

A) La tabella tiene conto delle rettifiche apportate nel database Eurostat alle rilevazioni 2004 di alcuni paesi.

B) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

C) Gli oneri di sistema (componenti tariffarie A e UC) sono inclusi nel prezzo al lordo delle imposte.

D) Media ponderata sul volume dei consumi domestici nazionali nel 2000. I tassi di crescita relativi a ogni tipologia di consumo sono stati calcolati includendo nei valori della media europea solo quei paesi per cui erano disponibili i dati sia del luglio 2004 sia del luglio 2005.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Tabella 3.46 - Confronto a livello europeo dei prezzi dell'energia elettrica per tipologia di consumo: utenza domestica. Prezzi in centesimi di Euro/kWh

CONSUMO ANNUO	600 kWh		1.200 kWh		3.500 kWh		7.500 kWh	
	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	19,4	14,0	16,6	11,8	13,9	9,5	13,1	8,8
Belgio	21,2	16,7	18,1	14,1	14,3	11,0	13,7	10,5
Danimarca	34,1	18,4	27,5	13,1	23,2	9,6	21,9	8,6
Finlandia	19,3	15,0	13,6	10,4	10,4	7,8	8,7	6,4
Francia ^(A)	16,7	12,8	14,8	11,1	11,9	9,1	11,6	8,8
Germania	27,8	21,9	22,5	17,4	18,0	13,5	16,7	12,4
Grecia	8,7	8,0	8,1	7,5	6,9	6,4	7,9	7,2
Irlanda	32,3	24,5	23,1	18,3	14,4	12,0	12,9	11,0
Italia^(B)	10,0	8,2	10,3	8,6	20,1	15,1	19,0	14,1
Lussemburgo	27,9	25,3	20,6	18,4	15,0	13,1	13,6	11,8
Norvegia	54,9	42,6	31,6	24,0	16,3	11,8	12,1	8,4
Paesi Bassi	22,9	21,5	20,9	15,2	19,6	11,1	19,3	9,9
Portogallo	14,3	13,5	16,2	15,4	13,8	13,1	12,3	11,7
Regno Unito	13,3	12,7	12,0	11,5	9,3	8,8	9,3	8,9
Spagna	14,0	11,5	14,0	11,5	11,0	9,0	10,1	8,3
Svezia	28,8	20,5	19,5	13,0	13,3	8,1	12,3	7,3
Media europea ponderata^(C)	20,9	16,7	17,0	13,3	14,1	10,6	13,2	9,9
<i>Italia: scostamento^(D)</i>	<i>-52,4%</i>	<i>-50,7%</i>	<i>-39,3%</i>	<i>-35,6%</i>	<i>42,5%</i>	<i>42,0%</i>	<i>43,7%</i>	<i>42,9%</i>

A) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

B) Gli oneri di sistema (componenti tariffarie A e UC) sono inclusi nel prezzo al lordo delle imposte.

C) Media ponderata sul volume dei consumi domestici nazionali nel 2000.

D) Scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Domanda, produzione, import ed export - tendenze

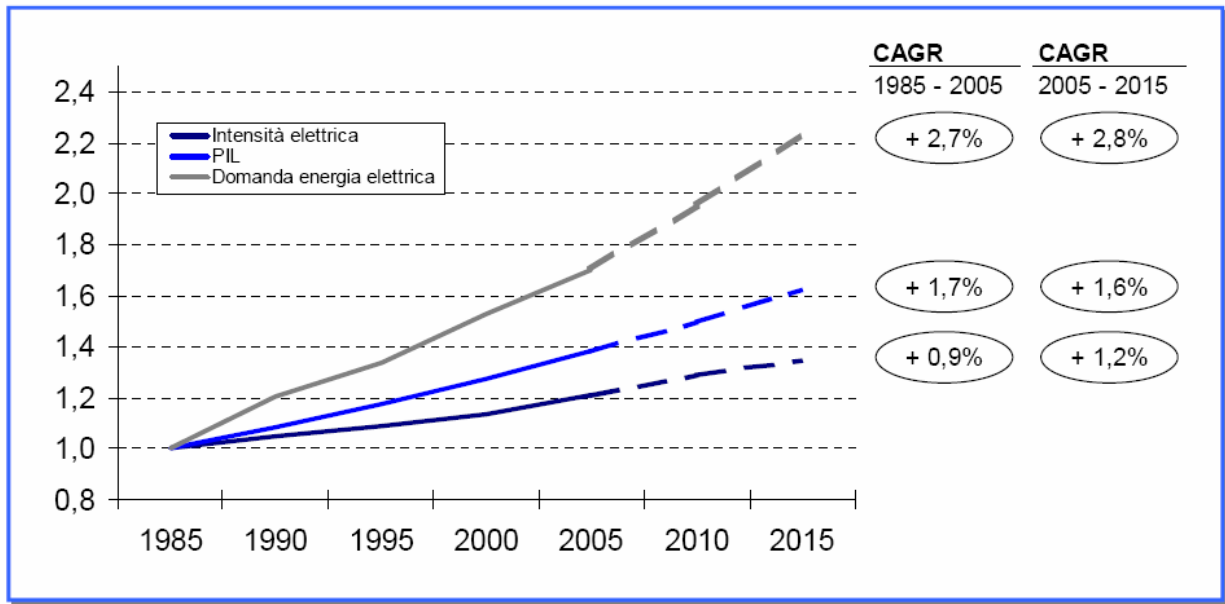
Per analizzare le tendenze del sistema elettrico italiano si parte dal dato di domanda di energia elettrica prevista. Secondo il Piano di Sviluppo Terna (figura 3.42) il tasso di crescita medio annuo (CAGR) di tale domanda nel decennio 2005-2015 sarebbe del 2,8% all'anno, leggermente superiore al valore 2,7% relativo al ventennio 1985-2005.

tale dato è riferito a:

- una previsione di crescita del PIL del 1,2 % annuo, a fronte del dato storico di 0,9% annuo per il periodo 1985-2005
- un trend di crescita dell'intensità energetica elettrica del 1,6%; tale crescita, che non riscontriamo per altri settori energetici, è da mettere in relazione al fenomeno di spostamento dei consumi energetici, soprattutto nel settore industriale, verso l'energia elettrica a scapito di altre fonti.

Figura 3.42 – Tassi medi di crescita annui (CAGR) della domanda di energia elettrica

Tassi medi di crescita annui (CAGR) della domanda di energia elettrica

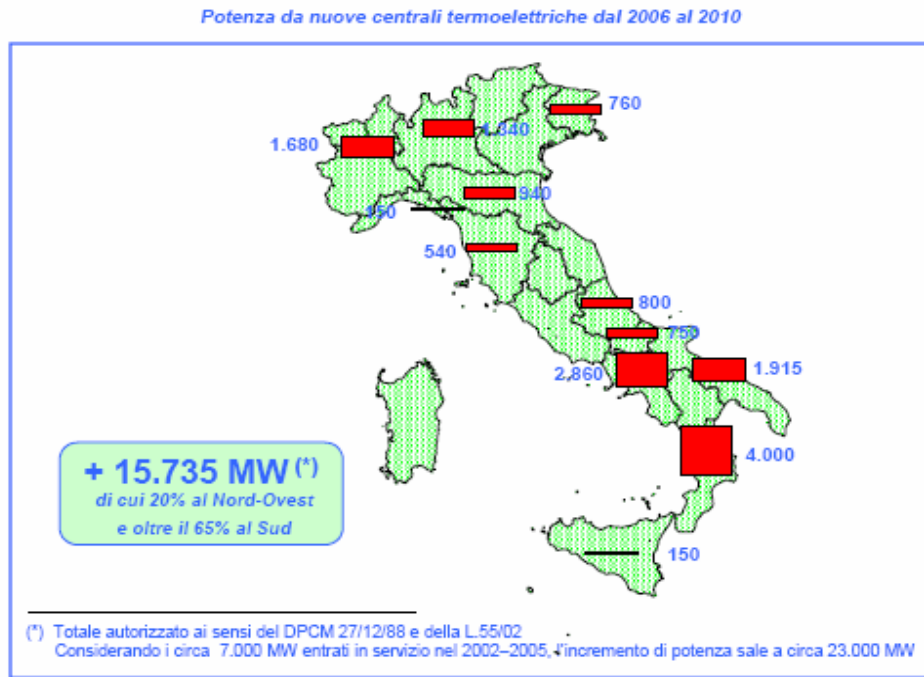


La previsione Terna è quindi di una domanda di energia elettrica al 2015 di 432 TWh, a fronte dell'attuale valore di 330 TWh.

La previsione elaborata dal Ministero delle Attività Produttive (MAP) nel maggio 2005 fa riferimento ad un aumento medio della domanda del 2,3%, mantenendo la tendenza del periodo 1992-2004; si ottiene quindi al 2015 un aumento del 26%, con una domanda di 416 TWh.

Bisogna d'altronde considerare che entrambi gli scenari citati sono tendenziali (a legislazione costante) per cui prefigurano una situazione in cui non viene considerato il potenziale di riduzione della domanda ottenibile con misure di efficienza energetica; su questo potenziale esistono stime diverse che arrivano anche oltre il 40% dei consumi (si veda, ad esempio, *Krause - Strategie di interventi per la riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra attraverso misure di efficienza negli usi finali di energia elettrica. Rapporto IPSEP per conto di ANPA, Roma 1999*).

Figura 3.43 Incremento programmato di capacità produttiva (MW) tra il 2006 e il 2010

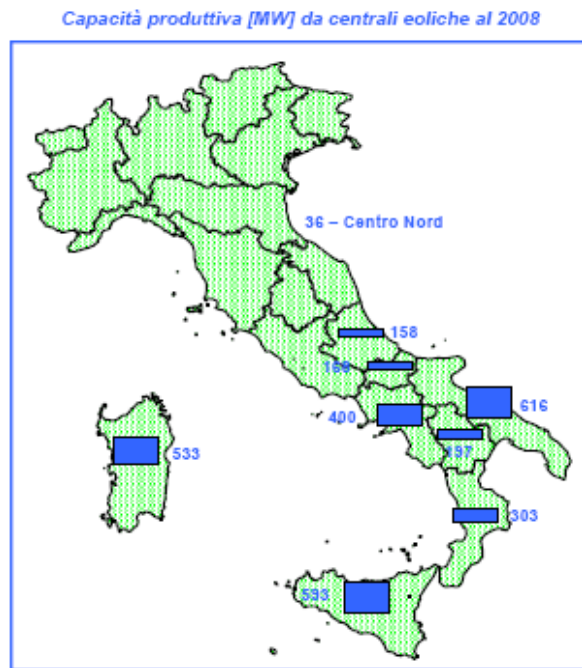


Fonte: Terna PdS 2006

Per far fronte a tale richiesta elettrica si vuole ora confrontare quanto previsto come nuove installazioni. Complessivamente sono stati autorizzati, tra rifacimenti, riconversioni e nuovi impianti, con le procedure previste dalla legge 55/02 (o dal precedente DPCM 27 dicembre 1988), circa 55 impianti di produzione con potenza termica maggiore di 300 MW, che renderanno disponibili al 2010 fino a 23.000 MW elettrici. La figura 3.43 rappresenta la distribuzione geografica di tali nuove autorizzazioni. Si può osservare come circa il 65% degli impianti autorizzati (in costruzione o con i cantieri non ancora avviati) sia concentrato nella parte meridionale del paese, principalmente in Campania, Puglia e Calabria. Si tratta principalmente di impianti a ciclo combinato utilizzando gas naturale.

Per quanto attiene l'eolico, a fonte di un potenziale tecnico di 34.000 MW (EWEA-Wind Force 12) e di una richiesta di nuove connessioni di circa 10.000 MW, la previsione Terna è di soli 3.000 MW, con una distribuzione territoriale illustrata in figura 3.44 dove è rappresentata, per ogni regione, la potenza totale degli impianti eolici ipotizzabile al 2008, ottenuta sommando gli impianti in servizio al 2005 con quelli che hanno assunto, impegni economici con i gestori di rete; tale previsione prende atto delle difficoltà di accettazione al livello locale delle installazioni eoliche oltre alle già citate criticità dovute alla rete elettrica.

Figura 3.44 – Capacità produttiva (MW) da centrali eoliche al 2008



Fonte: Terna PdS 2006

Altra criticità da citare per le rinnovabili riguardano l'idroelettrico e le relative esigenze ambientali e sanitarie legate al mantenimento del deflusso minimo vitale (DMV) a valle delle intercettazioni idriche. Secondo una valutazione ENEL l'applicazione integrale del DVM in tutte le regioni italiane comporterà una perdita di energia del settore idroelettrico stimabile in circa il -12% al 2008 e -25% al 2016; tale perdite saranno maggiori degli incrementi produttivi derivanti dal repowering delle centrali idroelettriche e da nuove installazioni di mini- idro. Inoltre la crescita di nuove installazioni idroelettriche incontra le stesse difficoltà di accettazione locale dell'eolico, dovute a vincoli ambientali e paesaggistici.

Per completare il quadro si cita il Piano Industriale 2005-2009 di Enel Produzione, con investimenti per 6.600 MEuro, di cui 1.800 MEuro per la realizzazione di 14 impianti a gas a ciclo combinato per 5000 MW (12 impianti già realizzati), 3.800 MEuro per la conversione a carbone delle centrali di Civitavecchia, Porto Tolle, ed un'altra da individuare, per un totale di 5000 MW, e 1.000 MEuro per rinnovabili.

Bisogna sottolineare che questa distribuzione di nuova potenza determinerà nel breve-medio periodo un aggravio delle congestioni del sistema di trasmissione, soprattutto sulla sezione Nord-Centro Nord. Nel lungo periodo, tale fenomeno dovrebbe attenuarsi, ma si presenterà il rischio inverso, cioè che possano manifestarsi nuovi vincoli di esercizio sulle sezioni di rete interessate dal trasporto delle produzioni meridionali verso le aree di carico del Centro Nord.

In tabella 3.47 viene riportato il possibile scenario di produzione elettrica al 2015 per fonte, ipotizzato dal Ministero delle Attività Produttive (MAP) nel maggio 2005. Si può vedere come l'utilizzo del petrolio viene quasi completamente abbandonato, a favore di un massiccio utilizzo del gas naturale, un aumento di carbone e fonti rinnovabili, il cui incremento, però, viene a rallentare dopo il 2010, per assenza, allo stato attuale, di nuove installazioni. Il target della Direttiva Europea sulle rinnovabili (EU 2001/77) del 25% per l'Italia, in questo scenario non viene rispettato.

Tabella 3.47 - Produzione Italiana di Energia elettrica (in TWh) per fonte

	2004		2010		2015	
Carbone	47,1	16%	60	19%	61	17%
Gas naturale	127	43%	166,3	52%	208,1	57%
Petrolio	47,2	16%	10,5	3%	7,5	2%
Rinnovabili	53,8	18%	70	22%	78	21%
Altri combustibili	17,9	6%	11,3	4%	8,5	2%
Totale	293,0	100%	318,1	100%	363,1	100%

Fonte: Elaborazioni da Scenario MAP (maggio 2005)

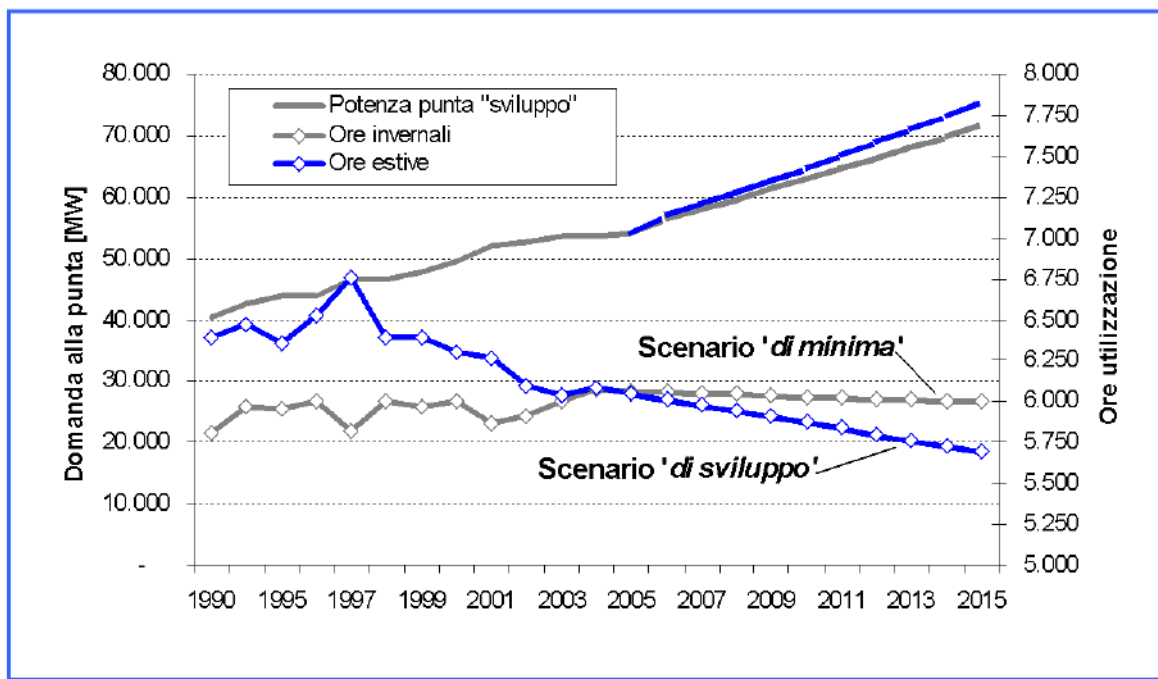
Potenza efficiente, media disponibile e richiesta alla punta - tendenze

Per quanto attiene la domanda di punta la previsione Terna prefigura uno scenario (figura 3.45) dove la richiesta estiva supererà quella invernale; inoltre il rapporto tra energia richiesta e potenza di picco, pari alle ore di utilizzo del parco, tenderà a stabilizzarsi con una tendenza alla diminuzione. In conseguenza a ciò il valore di potenza di picco richiesta è quindi stimato al 2015 tra 72 e 75 GW, in accordo con la previsione MAP di 72 GW.

Si deve notare che tali scenari non tengono conto di possibili interventi sul fronte della domanda tendenti a diminuire le richieste di punta, ad esempio con la diffusione ed incentivazione delle tariffe multiorarie anche per i piccoli utenti, resi ormai tecnicamente possibili grazie all'introduzione del contatore elettronico. In un prossimo futuro potrebbe essere possibile una gestione flessibile ed "intelligente" di tutte le utenze elettriche, anche quelle domestiche, avendo a disposizione un'informazione in tempo reale del costo dell'energia a livello di utenza; si veda a proposito il consorzio Intelligrid negli USA. Questa gestione ottimizzata dei carichi potrebbe diminuire significativamente la richiesta alla punta estiva o invernale, invertendo la tendenza in atto.

Figura 3.45 - Previsione delle ore di utilizzazione e potenza alla punta estiva e invernale (1990-2015, MW, Ore)

Previsione delle ore di utilizzazione e potenza alla punta estiva e invernale (1990 – 2015, MW, ore)

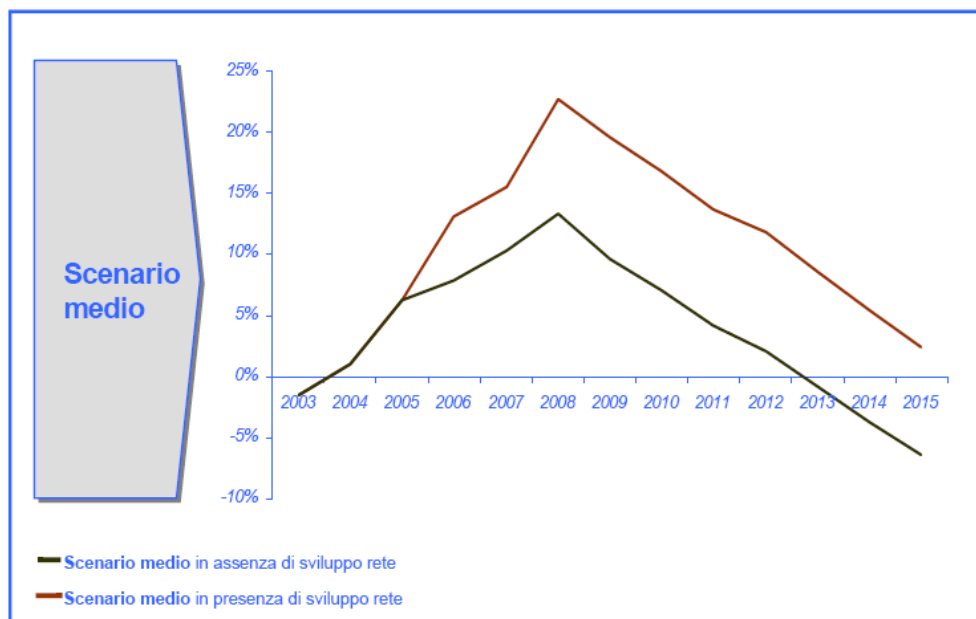


Fonte: Terna PdS, 2006

Per quanto riguarda il margine di riserva di potenza generata per la copertura del carico elettrico vi sono differenti valutazioni che tengono in conto di alcuni scenari di intervento. In particolare in figura 3.48 viene riportata la situazione stimata da Terna relativa ad uno scenario intermedio di realizzazione delle centrali autorizzate (tutte quelle in costruzione + il 50% di quelle nuove), combinato con le due possibilità: sviluppo delle connessioni di rete necessarie oppure non realizzazione. Si può vedere come nel primo caso il valore di tale margine permane oltre il 15% fino ad oltre il 2010: In assenza di interventi sulla rete, invece, i benefici derivanti dall'ingresso dei nuovi impianti di produzione sono ridotti dalle limitazioni di trasmissione, che non permettono il pieno sfruttamento delle centrali.

Figura 3.46 Margini di riserva in presenza e assenza di interventi di sviluppo della rete

Scenario medio - margini di riserva con e senza interventi di sviluppo



Fonte: Terna PdS, 2006

In presenza di una domanda di energia elettrica crescente, non stabilizzata da interventi di Demand Side Management (DSM), in qualunque caso oltre il 2015 la realizzazione e l'esercizio di tutte le centrali autorizzate non sarebbe sufficiente a garantire un adeguato margine di riserva.

Già nei capitoli precedenti sono state illustrate le barriere che le limitazioni di rete oppongono al pieno utilizzo del potenziale di energia eolica presente soprattutto nel Sud e nelle Isole maggiori.

Un potenziamento della rete di trasmissione porterebbe come ulteriore vantaggio la possibilità di diminuire le perdite di rete, con conseguenti minori consumi di centrali e minori emissioni.

Rete elettrica: analisi delle tendenze future

Per il superamento delle criticità sopra indicate riguardante il sistema di trasmissione elettrica in Italia, Terna ha predisposto un Piano Industriale in cui gli interventi sono raggruppati in due parti, il breve-medio termine e lungo termine. Gli interventi riguardano non solo nuove linee, ma anche l'adeguamento. In tabella 3.48 si riporta un quadro riassuntivo degli interventi.

L'insieme di tali interventi, oltre ai vantaggi attesi in termine di aumento di sicurezza di rete e diminuzione della congestione, apporterebbe vantaggi di risparmio energetico stimabili intorno a 0,5 TWh/anno, equivalenti a 0,3 Mton di CO₂ evitata.

La produzione eolica trarrebbe egualmente vantaggio da tale operazione, in particolari per la parte riguardante le regioni meridionali e le isole.

Sono altresì allo studio ulteriori interventi, per oltre il 2010, quali: nuove linee in cavo utilizzanti il tunnel Brennero e del Frejus, per il potenziamento delle connessioni con Austria e

Francia; raddoppio della dorsale adriatica, collegamento col Nord Africa (Algeria, Tunisia, Libia).

Tabella 3.48 – Riepilogo degli interventi sulla RTN suddiviso per livelli di tensione

<i>Riepilogo interventi sulla RTN suddiviso per livelli di tensione</i>				
	380-500 kV	220 kV	120-150 kV	Totale
Nuove stazioni [n.ro]				
breve-medio termine	18	3	15	36
lungo termine	13	3	8	24
Potenza di trasformazione [MVA]				
breve-medio termine	10'850	2'430	-	13'280
lungo termine	4'000	410	-	4'410
Elettrodotti [km]				
breve-medio termine	2'320	-260	890	2'950
lungo termine	920	-730	190	380

Le maggiori criticità ai fini dell'attuazione di tali interventi sulla rete elettrica derivano dalle procedure autorizzative. A questo proposito per alcuni interventi si sono utilizzati gli strumenti previsti dalla legge 443/2001 (Legge Obbiettivo).

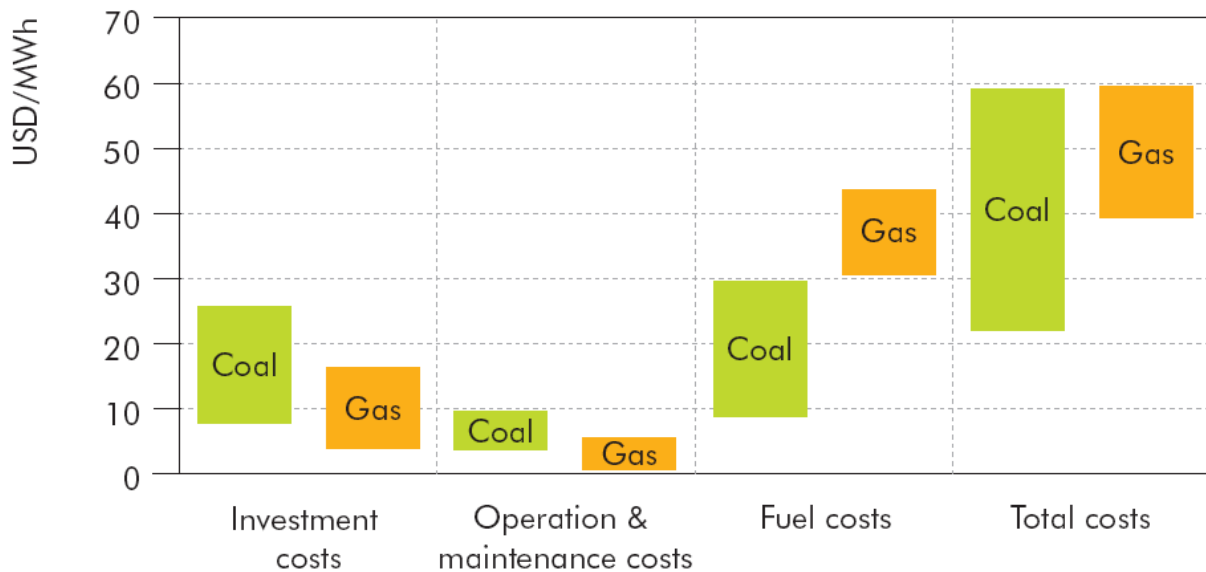
Si rimane inoltre in attesa dei decreti attuativi riguardanti la Legge 22 febbraio 2001, n. 36 ("Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici"), in particolare quelli riguardanti la definizione delle fasce di rispetto e la predisposizione di Piani di risanamento della rete elettrica; tali argomenti risultano particolarmente critici in relazione all'ampiezza degli interventi eventualmente necessari e per la realizzazione di nuove linee, in un paese come l'Italia ad elevata densità insediativa.

Ai fini di nuove realizzazioni, risulta comunque necessario un processo di pianificazione integrata per tener conto dei vincoli ambientali e paesaggistici attraverso protocolli d'intesa con le Regioni.

Mercato - tendenze

Si vogliono di seguito presentare i risultati aggregati di alcuni studi che possono fornire elementi utili per una analisi della possibile situazione di mercato che si presenterà in Italia nell'orizzonte temporale del 2010 e 2020 in relazione ad un differente utilizzo di fonti primarie per la produzione di energia elettrica.

Figura 3.48 - Confronto dei costi di produzione tra centrali a gas ed a carbone



Fonte: IEA - Energy technology status and outlook - 2006

Sul versante della produzione termoelettrica in Italia la competizione riguarda l'uso del gas e del carbone; in figura 3.48 viene presentato i risultati di uno studio IEA sulle principali voci di costo di produzione di energia elettrica da una centrale a carbone ed una a gas naturale in differenti situazioni di installazione ed al netto di costi per l'emissione di CO₂. Le principali variabilità riportate in figura sono da attribuire al tasso di sconto dell'investimento, considerato nello studio variabile tra il 5% e il 10%, il costo delle infrastrutture del trasporto e dell'acquisto del combustibile variabile, nel caso del gas tra 11 e 17 €/m³. Si può notare il peso diverso che hanno i costi di investimento e di combustibile dei due casi e come, con le assunzioni fatte nel predetto studio, il carbone manifesti un costo di produzione particolarmente basso rispetto al gas nelle condizioni di installazione più favorevoli (centrale a bocca di miniera, etc.)

Nello stesso studio IEA viene effettuata una previsione fino al 2050 sull'andamento dei costi di produzione di energia elettrica per differenti tecnologie (tabella 3.49), facendo alcune ipotesi sulle efficienze raggiungibili, sui costi di impianto e sui costi del combustibile. In particolare si assume un tasso di sconto del 10%, una progressione dei costi del gas naturale stimata a 14 €/m³ nel 2030 e 18 €/m³ nel 2050, un costo del carbone stabile fino al 2050 a 40 €/ton.

Si può vedere come fino al 2030 il costo di generazione delle centrali alimentate a gas si mantenga inferiore od eguale rispetto alla produzione da carbone, grazie soprattutto ai bassi costi di investimento. L'opzione con celle a combustibile rimane costantemente più costosa anche al traguardo del 2050. Al 2050 le differenti tecnologie di utilizzo del carbone più o meno innovative, ottengono un costo di produzione minore di quelle delle centrali a gas naturale.

Tabella 3.49 - Costi di investimento e costi di produzione di energia elettrica per differenti tecnologie fino al 2050

	Net electric efficiency, 2015-2030 (% LHV)	Investment cost, 2015-2030 (USD/kW)	2015 Electricity generation costs (USD/kWh)	2030 Electricity generation costs (USD/kWh)	2050 Electricity generation costs (USD/kWh)
Gas NGCC	>60	400-500	0.032 - 0.036	0.035 - 0.045	0.045 - 0.05
Coal PCC	>50	1 000-1 150	0.041	0.035 - 0.04	0.035 - 0.04
Coal FBC	>45	1 000	0.035 - 0.04	0.035 - 0.04	0.035 - 0.04
Coal IGCC	>50	1 250	0.04 - 0.05	0.035 - 0.04	0.035 - 0.04
Gas fuel cells	>50	1 250	0.15	0.10	0.05 - 0.08

Note: Using 10% discount rate. The natural gas price increases to USD 5/GJ in 2030 and USD 6.5/GJ by 2050, USD 2/GJ higher for decentralised fuel cells. The coal price is USD 2/GJ over the whole period. Because fuel cells are a decentralised technology, transmission costs are reduced by up to USD 0.05/kWh compared to technologies for centralised power plants. This has not been taken into account in this table. The actual global range is wider as discount rates, investment cost and fuel prices vary.

Nota: NGCC: Centrale a ciclo combinato a gas naturale; PCC Centrale a carbone(supercritica); FBC Centrale a carbone a letto fluido. IGCC: Centrale con gassificazione del carbone e ciclo combinato intergrato.
Fonte IEA - Energy technology status and outlook - 2006

3.3.4 Le fonti fossili

3.3.4.1 Petrolio

Il quadro d'insieme

Nel 2005 la disponibilità di petrolio greggio e prodotti petroliferi ha sfiorato i 115,9 milioni di tonnellate (tabella 3.50). L'offerta è coperta prevalentemente da importazioni (109,1 milioni di tonnellate tra greggio, semilavorati e prodotti finiti) e solo in minima parte dalla produzione interna (6,8 milioni di tonnellate considerando il ricorso alle scorte strategiche e commerciali). L'ammontare di produzione e importazioni è stato destinato al consumo interno (86 milioni di tonnellate) e in buona percentuale alla esportazioni (29 milioni di tonnellate, prevalentemente prodotti lavorati). Il sistema petrolifero nazionale si caratterizza attualmente per la forte dipendenza dalle importazioni di greggio ma, contemporaneamente, anche per la competitività sui mercati internazionali dei prodotti e per la grande capacità di trasformare ingenti volumi di petrolio greggio.

Tabella 3.50 - Bilancio petrolifero 2005 (migliaia di tonnellate)

Disponibilità		Utilizzo	
Greggio nazionale e condensati da gas	6113	Consumi	86748
Import. di greggio (**)	89316	Esportazione (*)	29144
Import. di semilavorati	5851		
Import. di prodotti finiti	13889		
Da scorte	723		
Totale	115892	Totale	115892

(**) Comprende le importazioni di greggio per conto committente estero

(*) Comprende le riesportazioni di prodotti ottenuti da lavorazioni del greggio importato per conto committente estero

Fonte: Unione Petrolifera su dati MAP e Istat

Produzione, esplorazione e riserve

Nel 2005 la produzione nazionale di petrolio greggio ha raggiunto i 6,1 milioni di tonnellate registrando un incremento del 12,3% rispetto all'anno precedente e superando anche il massimo valore storico di produzione (5,9 milioni di tonnellate nel 1997) (tabella 3.51). Il rilancio della produzione nazionale, dopo un lungo periodo di stagnazione attorno ai 5-5,5 milioni di tonnellate l'anno, è dovuto all'apporto dei giacimenti della Val d'Agri che hanno raggiunto un livello di circa 90 000 barili/giorno. Gran parte della produzione nazionale (87%) proviene dalla coltivazioni di giacimenti a terra e il 13% proviene da giacimenti a mare (soprattutto Zona B e Zona C, medio Adriatico e Sicilia sudoccidentale, rispettivamente), che però fa registrare una preoccupante contrazione dei livelli di produzione (-19,4%).

La produzione a terra si concentra prevalentemente in Basilicata (82%) e si stima che, con l'entrata in produzione dei giacimenti di Tempa Rossa, la regione potrebbe in pochi anni aggiungere un apporto di circa 50 000 barili/giorno)²⁸.

Nel complesso due terzi della produzione (sia a terra che offshore) si concentra nelle regioni del Mezzogiorno.

Le attività di esplorazione (nel 2005 7 pozzi, nessuno dei quali in mare, per un valore medio di profondità verticale pari a 2000 metri), fanno registrare l'appiattimento sui modesti valori degli ultimi cinque anni, confermando il pessimismo degli operatori circa le aspettative di ritorno sugli investimenti nelle attività estrattive: anche in una fase in cui gli alti prezzi dell'energia avrebbero dovuto incentivare le attività di esplorazione, le imprese guardano con preoccupazione alla scarsa attendibilità dei tempi e delle procedure che si frappongono tra il rinvenimento di risorse economicamente estraibili e la loro valorizzazione sul mercato (i tempi medi che intercorrono tra la scoperta mineraria e la produzione superano anche gli 11 anni, contro una media dei tempi internazionali pari al massimo a 5-6 anni).

Le attività di esplorazione inoltre, continuano a interessare prospetti minerari considerati altamente affidabili, e consistono nella prosecuzione di ricerche previste o già avviate in anni precedenti.

Tabella 3.51 - Produzione di petrolio per regioni e zone marine (migliaia di tonnellate)

	2005	2004	Var % 05/04
Abruzzo	-	0,9	-
Basilicata	4386,0	3369,5	30,2
Emilia Romagna	42,8	48,7	-12,1
Lazio	0,2	0,1	58,3
Lombardia	-	-	-
Molise	30,0	34,1	-12,2
Piemonte	214,7	308,2	-30,3
Sicilia	642,7	702,1	-8,5
Totale Terra	5316,4	4463,6	19,1
Zona B	341,6	366,9	-6,9
Zona C	307,3	329,5	-6,7
Zona F	118,8	255,6	-53,5
Totale Mare	767,7	952,0	-19,4
Totale	6084,1	5415,5	12,3

Fonte: MSE

La conseguenza di ciò è l'assenza di variazioni di rilievo nelle riserve nazionali di petrolio: le riserve stimate recuperabili²⁹ al 31 dicembre 2005, ammontano a 106 milioni di tonnellate (di cui 61 accertati), insediate prevalentemente in terraferma (Basilicata), con una vita residua (rapporto tra riserve recuperabili e produzione annua corrente) di circa 20 anni.

Importazioni ed esportazioni

Nel 2005 sono state importati 89,3 milioni di tonnellate di greggio (+2,7% rispetto all'anno precedente), di cui 85,3 importati in "conto proprio" (+3%) e 4 milioni di tonnellate per conto di committenti esteri (-3,2%).

²⁸ Il Protocollo d'Intesa tra MSE, Regione Basilicata e i titolari della concessione per i giacimenti di Tempa Rossa è stato definitivamente approvato alla fine del 2006.

²⁹ Le Riserve recuperabili sono stimate come somma delle Certe + 50% delle Probabili + 20% delle Possibili (MAP, Rapporto Annuale 2005 "Attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia").

I volumi delle importazioni dei semilavorati esteri e dei prodotti finiti, si sono ridotti rispettivamente a 5,9 milioni di tonnellate (-6,8%) e a 13,9 milioni di tonnellate (-10,8%).

I flussi di importazione del 2005, relativamente alle diverse aree di provenienza, danno le seguenti indicazioni (tabella 3.52):

- un aumento del 5,2% delle provenienze dall'area ex-Urss, con 24,5 milioni di tonnellate, pari al 27,4% delle importazioni nazionali di greggio;
- la diminuzione (-6,1%) delle importazioni dai paesi dell'Africa, che porta al 34,2% il contributo di questi paesi al fabbisogno nazionale (30,6 milioni di tonnellate);
- un significativo aumento (+11%) dei volumi in arrivo dal Medio Oriente, poco meno di 31 milioni di tonnellate (34,5% del totale). Si fa notare che la quota delle importazioni dal MO nel 1980 rappresentava il 58.9 % del totale;
- una ripresa (+3,1%) delle provenienze dal Mare del Nord, il cui contributo (3,3 milioni di tonnellate) è rimasto al 3,7%;
- la Libia si è confermata nel 2005 come il maggior fornitore dell'Italia, con oltre 23 milioni di tonnellate, seguita dalla Russia (18,4 milioni t), dall'Arabia Saudita (12,6 milioni t) e dall'Iran (9,6 milioni t).

Tabella 3.52 - Italia: importazioni petrolio greggio. Anni 2004 e 2005 (migliaia di tonnellate)

	2004		2005	
	Quantità	%	Quantità	%
Arabia Saudita	11768	13.5%	12587	14.1%
Iran	9556	11.0%	9559	10.7%
Iraq	3712	4.3%	5855	6.6%
Kuwait	92	0.1%	273	0.3%
Siria	2650	3.0%	2562	2.9%
Totale Medio Oriente	27778	31.9%	30836	34.5%
Algeria	4058	4.7%	2889	3.2%
Angola	104	0.1%	163	0.2%
Camerun	976	1.1%	1078	1.2%
Congo	126	0.1%	78	0.1%
Costa d'Avorio	309	0.4%		0.0%
Egitto	2321	2.7%	694	0.8%
Guinea Eq.	560	0.6%	653	0.7%
Libia	22379	25.7%	23344	26.1%
Nigeria	1443	1.7%	1551	1.7%
Tunisia	360	0.4%	87	0.1%
Totale Africa	32636	37.5%	30537	34.2%
Russia	19892	22.9%	18440	20.6%
Kazakhstan	2248	2.6%	3023	3.4%
Azerbaijan	1157	1.3%	2902	3.2%
Turkmenistan		0.0%	139	0.2%
Totale Ex URSS	23297	26.8%	24504	27.4%
Norvegia	3096	3.6%	3314	3.7%
Regno Unito	71	0.1%		0.0%
Albania		0.0%	3	0.0%
Totale Europa	3167	3.6%	3317	3.7%
Venezuela	38	0.0%	36	0.0%
Brasile	55	0.1%		0.0%
Messico		0.0%	86	0.1%
Totale America Latina	93	0.1%	122	0.1%
Totale	86971	100.0%	89316	100.0%
di cui OPEC	53046	61.0%	56180	62.9%

Fonte: Unione Petrolifera

Per quanto riguarda le esportazioni, anche nel 2005 greggio, semilavorati e prodotti finiti hanno seguito un profilo in crescita, portandosi a 29,1 milioni di tonnellate (+15%). I quantitativi più rilevanti riguardano il gasolio, le cui esportazioni si attestano su quasi 10 milioni di tonnellate, e la benzina (7,5 milioni di tonnellate) (tabella 3.53).

Tabella 3.53 – Italia: esportazioni di prodotti petroliferi. Anni 2004 e 2005 (migliaia di tonnellate)

	2004		2005	
	Quantità	%	Quantità	%
GPL	576	2.3%	580	2.0%
Benzine	5749	22.7%	7489	25.7%
Virgin Naphta	1293	5.1%	1091	3.7%
Carbotutrbo e Petrolio	537	2.1%	702	2.4%
Gasolio	9545	37.7%	9550	32.8%
Olio combustibile	3740	14.8%	5453	18.7%
Lubrificanti	823	3.3%	944	3.2%
Bitume	686	2.7%	627	2.2%
Altri	954	3.8%	1123	3.9%
Totale prodotti (*)	23903	94.4%	27559	94.6%
Semilavorati e greggio	1415	5.6%	1585	5.4%
Totale prodotti, semilavorati e greggio	25318	100.0%	29144	100.0%
di cui: in conto committente estero	683	2.7%	571	2.0%

(*) comprese le esportazioni del settore petrolchimico

Fonte: Unione Petrolifera su dati MAP e Istat

Nel 2005 la fattura energetica, ovvero il saldo fra la spesa per le importazioni e le entrate derivanti dalle esportazioni, è salita a 38,5 miliardi di euro (2,9% del Pil) con un incremento di oltre 9 miliardi di euro rispetto al 2004. Su tale risultato hanno influito:

- la crescita generalizzata dei costi dell'energia;
- l'aumento dei volumi importati di energia elettrica, gas e petrolio;
- il deprezzamento del cambio euro/dollaro (-0,5% circa).

L'impatto della fattura petrolifera appare in questo contesto molto rilevante, facendo registrare un incremento di 5,2 miliardi di euro e un valore complessivo di 22,2 miliardi di euro (1,6% del Pil).

I prezzi

Il costo medio annuo del greggio importato ha subito un incremento del 42% rispetto al 2004, passando da 216,5 a 307,4 euro/tonnellata. Su tale incremento ha influito principalmente il maggior costo all'origine e solo in misura marginale il lieve apprezzamento del dollaro sull'euro (tabella 3.54).

Tabella 3.54 – Italia: costo del greggio importato. Anni 2004-2005 (\$/t e €/t)

Anno	Cambio	Quantita'	FOB	FOB	FOB	CIF	CIF	Grado	Zolfo
	Euro/\$	Mt	(\$/t)	(\$/t)	(\$/t)	(\$/t)	(€/t)	Api	
2005	0,809	85,320	370,36	8,40	378,76	380,05	307,4	34,19	1,248
2004	0,805	82,844	260,39	9,97	270,36	268,95	216,5	34,21	1,195
2003	0,886	80,399	202,52	6,58	209,1	210,94	186,9	34,48	1,097
2002	1,062	75,825	174,88	4,21	179,09	179,25	190,4	34,35	1,074

Fonte: elaborazioni su dati MSE e UP

Le variazioni percentuali rispetto al 2004 dei prezzi al consumo nel 2005, espressi come valori medi ponderati nell'anno, sono le seguenti:

- *Benzina senza piombo* + 8,5%
- *Gasolio autotrazione* + 18,0%
- *Gasolio riscaldamento* + 14,9%
- *Olio combustibile Btz* + 31,0%

Gli aumenti dei prezzi medi al consumo del 2005, pari questi ultimi a 1,221 euro/litro per la benzina senza piombo ed a 1,109 euro/litro per il gasolio-autotrazione, sono da porre in relazione sia al rialzo della componente industriale, sia all'effetto dell'Iva, che incide per il 20% non soltanto del prezzo industriale, ma anche delle accise.

Il costo industriale del gasolio per autotrazione, che aveva affiancato il costo della benzina ad un valore di 380 € per mille litri nel 2004, nel 2005 ha superato la quotazione delle benzine: 513 euro per mille litri, rispetto a 454 euro/mille litri di benzina.

Gli aumenti medi nei prezzi industriali dei prodotti sono inferiori alle corrispondenti variazioni delle quotazioni internazionali.

Nel quadro di questo regime di prezzi, rimangono confermate nel 2005 le tendenze che si sono andate affermando nei consumi degli ultimi anni: per un approfondimento si rimanda al paragrafo sulla domanda e al paragrafo relativo al settore trasporti.

Organizzazione industriale del mercato

Nel 2005 i gruppi societari che operano sul mercato petrolifero nazionale hanno dato vita ad una serie di operazioni che hanno portato alcune variazioni negli assetti di mercato.

Fra i principali avvenimenti si segnalano:

- l'acquisizione da parte del gruppo Api delle 2.800 stazioni di servizio della Italiana Petroli (IP), cedute dall'Eni per 186 milioni di euro. A seguito di tale operazione, API è divenuto il secondo operatore per numero di punti vendita con una quota di mercato del 12%;
- Shell ha venduto le proprie quote societarie nella *Raffineria di Roma* alla Total (che rafforza la propria posizione di controllo) e a Erg Petroli;
- il Governo libico ha deciso di mettere in vendita le attività facenti capo al gruppo Tamoil. Manifestazioni di interesse sono state presentate anche da Erg, Api e Saras;
- all'inizio del 2006 sono stati quotati in borsa i gruppi petroliferi Saras e API.

Tabella 3.55 – Il ruolo dei principali operatori petroliferi. Anno 2004

	% di contributo alle vendite al mercato interno di tutti i prodotti petroliferi	n° di punti vendita carburanti in esercizio a fine anno
ENI Div. R&M (marchio Agip)	29,8%	4329
Esso	12,5%	2898
Tamoil	7,9%	2197
KPI	7,6%	2628
Erg	6,8%	1969
Total	5,3%	1406
Api	4,3%	1638
Shell	3,8%	1354
IP Italiana Petroli	3,0%	2915
Altri	19,0%	1066
Totale	100,0%	22400

Fonte: Unione Petrolifera

Tra il 2004 e l'inizio del 2007 il processo di evoluzione della rete carburanti ha subito un'accelerazione:

- nel 2004 le compagnie hanno avviato un piano volontario di razionalizzazione che ha portato al taglio di 1800 punti vendita;
- nel 2005 molte regioni, hanno introdotto prime forme di flessibilità nell'ambito degli orari di apertura, avvicinando la distribuzione dei carburanti alle altre categorie commerciali;
- le Regioni hanno anche emanato provvedimenti che, tenendo conto delle specificità territoriali, sono volti a qualificare la rete, innalzando i livelli qualitativi degli impianti e favorendo i punti vendita integrati, dotati di attrezzature non-oil;
- la Commissione europea nell'ottobre 2005, ha avviato una procedura di infrazione nei confronti dell'Italia, a seguito di un esposto presentato da alcune aziende della grande distribuzione, per la presunta violazione della libertà di stabilimento prevista dal Trattato.

Nel gennaio 2007, infine, il Consiglio dei Ministri ha approvato un pacchetto di misure (alcune delle quali saranno introdotte con decreto legge, altre con disegno di legge) "a tutela del cittadino consumatore". Molte misure sono destinate a modificare l'assetto esistente della rete di distribuzione dei carburanti.

Il provvedimento stabilisce infatti che non possano essere poste «limitazioni alla possibilità di abbinare nello stesso locale o nella stessa area di vendita prodotti e servizi complementari e accessori rispetto a quella originale o principale e tale principio si applica anche alla distribuzione carburanti». In altri termini si liberalizza la vendita *non-oil* nei distributori e la vendita di carburanti negli altri esercizi, supermercati e ipermercati compresi.

In secondo luogo, con il provvedimento si rimuovono tutti i vincoli di distanza minima tra i distributori.

La normativa sulla qualità dei prodotti

Con il Decreto Legislativo 66/2005, si è recepita nell'ordinamento nazionale la Direttiva 2003/17/CE che ha introdotto nuovi limiti al tenore di zolfo di benzina e gasolio e al tenore di aromatici nelle benzine a partire dal 1° gennaio 2005; da questa data, è stata disposta la commercializzazione obbligatoria di carburanti con 50 mg/kg di zolfo in luogo dei precedenti 150 mg/kg per la benzina e 350 mg/kg per il gasolio. Contestualmente, è stato altresì previsto che nel territorio italiano dovesse essere disponibile, su una base geografica adeguatamente equilibrata, combustibile diesel e benzine con tenore massimo di zolfo di 10 mg/kg. In attuazione di tale Decreto, le aziende petrolifere hanno presentato appositi piani con le indicazioni degli impianti che garantiscono la disponibilità dei combustibili desolforati. L'APAT ha il compito di verificare la qualità dei carburanti e di preparare una relazione al Parlamento.

La Direttiva 2005/33/CE del 6 luglio 2005 - di modifica della Direttiva 1999/32/CE sul tenore di zolfo dei combustibili per uso marittimo - e l'Annesso VI della Convenzione Marpol, impongono nuovi limiti al tenore di zolfo per questo tipo di combustibili a partire dalla seconda metà del 2006.

La Direttiva dispone che a partire dall'11 agosto 2006 le navi passeggeri che effettuano servizi di linea da o verso qualsiasi porto comunitario utilizzino combustibili per uso marittimo con un tenore di zolfo inferiore all'1,5 per cento in massa. L'Annesso VI della Marpol stabilisce inoltre che nelle zone di controllo delle emissioni di SOX Nessuna nave possa utilizzare combustibili per uso marittimo con un tenore di zolfo superiore all'1,5 per cento.

Per ciò che attiene agli aspetti normativi della produzione di biocarburanti si rimanda al capitolo di approfondimento tematico.

Le scorte obbligatorie

Per affrontare la situazione d'emergenza determinata dalla scarsità dell'offerta e in considerazione delle circostanze critiche in cui già versava l'equilibrio domanda/offerta di greggio e prodotti, il 2 settembre 2005 l'AIE, di concerto con i governi dei paesi membri, con la Commissione europea e con la Direzione Generale dell'OPEC, ha adottato con effetto immediato la decisione di immettere complessivamente sul mercato 2 milioni barili/giorno, per un periodo iniziale di 30 giorni, prelevandoli dalle scorte d'obbligo e/o strategiche³⁰.

La quota di prelievo assegnata all'Europa risulta di 545.000 barili/giorno dei quali 317 barili/giorno in benzine, 190.000 di distillati medi e 38.000 di olio combustibile³¹.

Dal provvedimento dell'AIE derivava, in particolare, all'Italia una licenza di rilascio dalle scorte per 82.870 barili/giorno per 30 giorni, pari al 4,1% dell'impegno totale³².

L'Italia ha contribuito a tale iniziativa riducendo progressivamente, a partire dal 10 settembre 2005, l'obbligo complessivo delle scorte di categoria I (benzine) e di categoria III (oli combustibili). Analogamente è stato stabilito che la ricostituzione delle scorte avvenisse con

³⁰ Si tenga presente che i Paesi aderenti all'AIE possono anche non avere scorte strategiche, ma hanno l'obbligo di scorte dedicate alla sicurezza degli approvvigionamenti, nella misura e con modalità di prelievo che vengono regolate dall'AIE. Attualmente, le scorte detenute nei Paesi membri AIE ammontano a più di 4 milioni di barili, di cui 1,4 milioni sotto il controllo dei governi (Staffetta Quotidiana, 6 settembre 2005).

In Italia, gli operatori tenuti per legge a tenere scorte (scorte d'obbligo) sono raffinerie, grandi importatori (primo tra questi l'Enel), depositi costieri e depositi fiscali.

Si ricorda che l'ultima volta che l'AIE ha aperto l'accesso alle scorte è stato nel gennaio del 1991, in occasione dell'inizio della guerra del Golfo: in quella circostanza, insieme ad altre misure di sostegno delle forniture, fu consentito il prelievo di quasi 2 milioni barili/giorno di greggio, di cui 74.000 a carico dell'Italia.

³¹ *International Oil Daily*- Sept. 9, 2005.

³² La quota è stata calcolata sulla base dei consumi di prodotti petroliferi nel periodo 2° trimestre 2004-1° trimestre 2005.

gradualità, in due fasi: la prima nel periodo 9 febbraio-30 aprile 2006 e la seconda nel periodo 1° maggio - 30 giugno 2006.

La raffinazione

La capacità di raffinazione italiana, la maggiore in Europa e con un buon grado di diversificazione è, al pari della raffinazione europea, al limite della capacità di utilizzazione: nel 2005 le lavorazioni complessive delle raffinerie sono ammontate a 100,9 milioni di tonnellate (+2,2% rispetto al 2004), consentendo il quasi totale utilizzo degli impianti, soprattutto quelli idonei a trattare greggi di qualità non particolarmente pregiata (tabella 3.56).

Le quantità di greggio offerte negli ultimi anni sul mercato sono caratterizzate prevalentemente da alta densità ed alto tenore di zolfo, qualità che non si prestano ai cicli di lavorazione per la produzione di benzine e gasoli secondo gli specifici standard di qualità europei. Il 1° gennaio 2005 sono entrati in vigore i limiti della Direttiva 2003/17/CE che impone una restrizione al tenore massimo di zolfo nei carburanti: per il gasolio, in particolare, si è passati da 350 a 50 parti per milione (ppm), ma già si prevede per il 2008 lo spostamento del limite a 10 ppm. Per tenere conto di queste nuove specifiche in materia di zolfo entrate in vigore dal 1° gennaio 2005, il sistema di raffinazione si è dotato di nuovi impianti idonei a produrre le nuove qualità di carburanti. La capacità di desolforazione è oggi pari a 38,9 milioni di tonnellate/anno rispetto ai 25,8 milioni di tonnellate/anno del 1996 (+50,8 %).

Gli investimenti effettuati nel settore downstream nazionale, complessivamente stimati dall'Unione Petrolifera in circa 1,4 miliardi di euro nel 2005, per il 58% sono stati destinati alla raffinazione. Di questi, circa il 61% è stato destinato a obiettivi di miglioramento della qualità dei prodotti e ambientali (principalmente desolforazione di benzina e gasoli e riduzione delle emissioni).

Tabella 3.56 – L'attività delle raffinerie (Mt)

	1990	1995	2000	2003	2004	2005
Lavorazioni	89.7	87.5	94.2	96.8	98.7	100.9
greggio nazionale	4.0	5.1	4.5	4.9	5.2	5.5
greggio estero	73.8	73.4	82.9	84.4	87.0	88.7
semilavorati di importazione	11.9	9.0	6.8	7.5	6.5	6.7
Altri semilavorati, additivi/ossigenati, btx, metano	4.0	3.5	3.8	4.4	4.8	5.6
Totale materia prima trattata	93.7	91.0	98.0	101.2	103.5	106.5
di cui conto committenti esteri	11.8	3.3	6.7	3.9	4.1	3.9
Capacità di raffinazione (*)	107.0	98.9	100.2	100.2	100.2	100.2
% di utilizzazione (**)	84.0	88.0	94.0	97.0	99.0	100.0

(*) Capacità (a fine anno) supportata da impianti di lavorazione secondaria adeguati alla produzione di benzina e gasolio secondo specifica

(**) Riferita al totale lavorazioni

Fonte: Unione Petrolifera

Porti e infrastrutture portuali

Gli arrivi di greggio in Italia nel 2005 sono avvenuti attraverso una quindicina di porti, con una forte polarizzazione (quasi i 2/3) nei quattro porti maggiori (tabella 3.57).

Le movimentazioni maggiori ammontano a 25 milioni di tonnellate/anno nelle acque di Siracusa (porti di Augusta e Priolo), 14,6 milioni a Cagliari, quasi 37 milioni a Trieste. Il traffico nel porto di Genova, in crisi dopo la chiusura del tratto Genova-Ingolstadt dell'oleodotto CEL (Central European Line), ha ripreso a crescere fino ai 15,5 milioni di tonnellate attuali.

Gli altri porti nazionali hanno una importanza marginale.

La tendenza alla polarizzazione è un tratto comune dell'area mediterranea indotto dalla inadeguata disponibilità di attrezzature necessarie per la ricezione e il trattamento delle zavorre oleose e dei residui di scarico, in molti casi addirittura assente.

La situazione dei porti e dei terminali petroliferi mediterranei presenta elementi di rischio in relazione soprattutto all'elevato volume di traffico che interessa il carico e lo scarico di idrocarburi nell'insieme della rete portuale e la forte concentrazione di questo nei porti di maggiore capacità.

In relazione a quest'ultimo problema, è opportuno segnalare come l'Alto Adriatico stia diventando un crocevia nevralgico della movimentazione di greggio e di prodotti petroliferi, per la presenza del maggior porto petrolifero italiano, di numerose strutture portuali, raffinerie,

depositi di prodotti petroliferi e strutture offshore di Slovenia e Croazia. In particolare, la costruzione di un secondo terminale nei pressi di Rijeka, nel quale dovrebbe affluire, via oleodotto, greggio russo dal Mar Nero senza transitare per gli stretti congestionati della Turchia, creerà situazioni di congestione e pericolo che dovranno essere prevenute attraverso ingenti investimenti per la gestione del traffico.

Tabella 3.57 - Gli arrivi di greggio nei porti italiani (Mt)

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Augusta	11010	12390	14200	13030	13610	14900	15060	14530
Cagliari	12050	12130	13200	12190	12960	13450	13480	14605
Falconara	2850	3340	3300	3650	3540	3700	3390	3365
Fiumicino	3310	3680	3580	3750	3510	3600	3700	4030
Gela	3570	3840	2590	2690	1240	1060	1970	2050
Genova-Multedo (*)	20320	18600	14160	14020	14890	15350	15510	15605
La Spezia	130	5	-	-	-	-	-	-
Livorno	3700	3175	3710	3970	3940	4200	4030	4240
Milazzo	4400	4730	6910	6290	6400	8200	7440	7385
Napoli	3620	-	-	-	-	-	-	-
Priolo	6600	8550	8850	9750	9520	8600	10130	11145
Ravenna	270	235	60	70	30	70	40	40
Savona-Vado Ligure	5050	5790	6490	7010	7020	6450	6970	7235
Taranto	3305	3405	2530	3120	1020	1200	1930	1420
Trieste (**)	25865	27190	34520	35620	34870	34730	35880	36990
Venezia Porto Marghera	4210	4940	5600	5750	5680	6220	5800	5760
Totale	110260	112000	119700	120910	118230	121730	125330	128400

(*) Compresi i greggi movimentati attraverso l'oleodotto CEL fino al 1996 (dal 1997 chiuso il tratto Genova Ingolstadt)

(**) Compresi i greggi movimentati attraverso l'oleodotto TAL

Fonte: Unione Petrolifera

3.3.4.2 Gas naturale

Il quadro d'insieme

Nel 2005 il fabbisogno di gas naturale ha superato gli 86 miliardi di m³ facendo registrare una forte crescita della domanda (quasi 7% in più rispetto all'anno precedente). Il contributo principale alla crescita è stato determinato dal settore elettrico (+13,9 %) per l'entrata in esercizio di nuovi impianti a ciclo combinato. Le rigide temperature invernali hanno determinato una forte crescita anche dei consumi per usi civili (+6,5%).

L'offerta è stata coperta per oltre l'85% da importazioni e solo in minima parte dalla produzione interna (14% contro il 42% di metà anni novanta). Nel corso dell'anno il ricorso alle scorte è stato maggiore rispetto agli anni precedenti per far fronte alla situazione di emergenza di cui si darà conto nei prossimi paragrafi.

Produzione, esplorazione e riserve

Nel 2005 la produzione interna di gas naturale si è ridotta del 7,6% rispetto al 2004, portandosi a 11,977 miliardi m³: una consistente flessione, che conferma il trend in atto dal 1994, quando fu raggiunto il picco di 20,6 miliardi m³.

La produzione si concentra prevalentemente in sette Regioni (Basilicata, Puglia, Sicilia, Emilia Romagna, Marche, Molise ed Abruzzo), mentre in mare la maggiore produzione di gas proviene dalla zona A dell'Adriatico, che da sola fornisce più della metà dell'intera produzione nazionale. L'off-shore, nel suo insieme, eroga più dell'80% della produzione.

"In base ai risultati provvisori della consueta indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas svolta dall'Autorità, il segmento della produzione di gas naturale in Italia è dominato da Eni che possiede la quota di produzione nazionale maggioritaria e di gran lunga superiore ai suoi concorrenti (84,1%). In questa fase della filiera, nel 2005, soltanto altre tre società, Edison, Shell Italia E&P Spa e Gas Plus Italiana Spa hanno raggiunto una quota prossima³³ o superiore al 2%³⁴"

³³ Le Riserve recuperabili sono ricavate come somma delle Certe + il 50% delle Probabili + il 20% delle Possibili (MAP, Rapporto Annuale 2005 "Attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia").

³⁴ Autorità per l'energia elettrica e il gas, "Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta", 6 luglio 2006.

Alla contrazione produttiva concorre, come nel caso del greggio, il declino delle attività di esplorazione, anche in relazione alla interdizione dell'accesso produttivo a zone di mare in cui sono insediate quote significative di riserve provate.

Le riserve recuperabili di gas al 31 dicembre 2005 ammontano a circa 170 miliardi m³ (di cui 116 accertati), mentre nel 1991 esse erano valutate pari a 370 miliardi m³. La collocazione di quasi il 65% delle attuali riserve in area marina e, in particolare, nella zona A dell'Alto Adriatico, aggrava il problema della mancata ricostituzione delle riserve.

Una parte rilevante delle nuove risorse economicamente coltivabili (circa 80 miliardi di m³ di riserve recuperabili, o quasi 50 miliardi di riserve certe) è stata, infatti, localizzata nell'Adriatico settentrionale, una zona marina sulla quale si è instaurato negli anni '90 uno stato di allarme riguardo ad eventuali, ipotizzati effetti ambientali negativi delle attività di estrazione, con la conseguenza di impedire nuovi investimenti di ricerca. Anche la produzione in altre aree procede con molti ostacoli: nel 2005 la Regione Sicilia ha avanzato alcune riserve sulle ricerche di idrocarburi nei siti protetti dall'Unesco nell'area di Ragusa.

A tale diffuso contenzioso è seguito il ritrarsi degli investimenti e la dissoluzione della ricerca sia nelle zone marine che nel retroterra: il rapporto tra riserve recuperabili e produzione annua (vita residua delle riserve) è passato da più di 21 anni nel 1991 a circa 14 nel 2005.

Recentemente sono stati raggiunti accordi tra l'Italia e la Croazia per la precisa delimitazione della piattaforma continentale comune, e ciò permetterà lo sviluppo di importanti riserve di gas già individuate al confine. Sono inoltre in corso anche il negoziato bilaterale con Malta ed alcuni contatti diplomatici con Tunisia e Libia per la delimitazione della comune piattaforma continentale mediterranea. La delimitazione precisa degli spazi marini nazionali potrebbe consentire all'Italia di procedere, nella certezza del diritto, all'apertura di nuove aree marine per la ricerca e coltivazione di idrocarburi.

Importazioni

Nel 2005 le importazioni sono aumentate dell'8,2% rispetto al 2004, coprendo più dell'85% dei consumi nazionali.

La ripartizione dei volumi di importazione in relazione alla provenienza mette in evidenza che nel 2005 la maggiore quota di gas naturale proviene dall'Algeria (37% del totale importato), in larga parte via gasdotto fino al terminale di Mazara del Vallo (Sicilia), attraverso i gasdotti TTPC³⁵ (via Tunisia) e TMPC (in acque territoriali italiane), e in misura minore via nave, rigassificato presso l'impianto di Panigaglia. Seguono le importazioni dalla Russia (32%) attraverso i varchi di Tarvisio (gasdotto TAG)³⁶ e Gorizia. Le importazioni dai paesi del Nord Europa rappresentano in totale circa il 23,2%: si tratta principalmente di arrivi dai Paesi Bassi (10,9%) e dalla Norvegia (7,8%), che giungono in Italia presso il punto di entrata della rete nazionale di Passo Gries (confine svizzero) (figura 3.49).

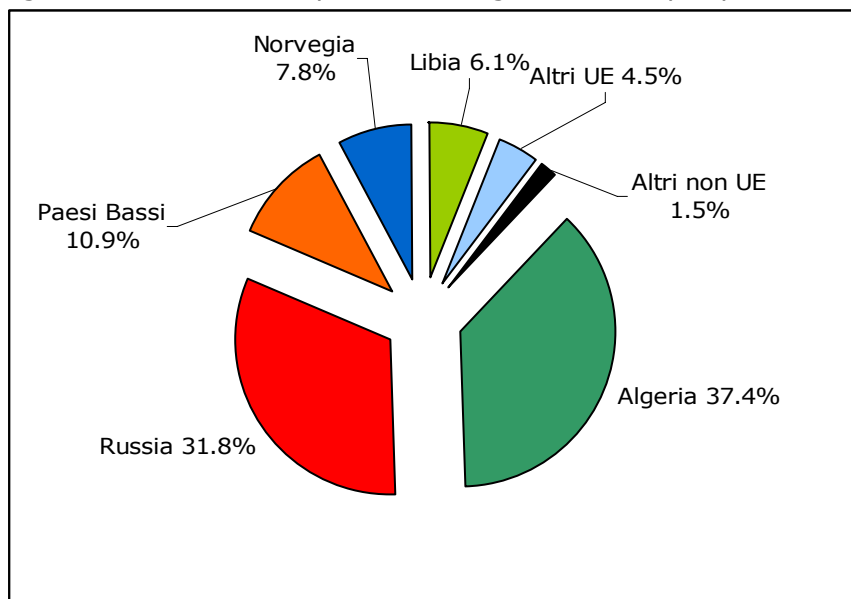
Infine vi sono le importazioni dalla Libia (attraverso il gasdotto *Greenstream* fino al punto di entrata di Gela in Sicilia, ancora in fase di completamento), e da altri paesi non appartenenti all'Unione europea (complessivamente 7,6%). Presso il terminale di rigassificazione di Panigaglia, in Liguria, nel 2005 sono stati rigassificati e immessi in rete circa il 3,4% dei volumi di importazione.

I dati forniti dagli operatori all'Autorità di settore, evidenziano l'importanza dei contratti pluriennali *take or pay* nell'attività di approvvigionamento (figura 3.50). I contratti spot, definiti come contratti di durata inferiore o uguale a un anno, coprono solamente il 5% del totale; i contratti pluriennali, al contrario coprono gran parte dell'offerta di gas naturale importato: i contratti con durata residua superiore a 10 anni costituiscono, nel 2005, quasi il 70% del totale.

³⁵ Il sistema TTPC (*Trans Tunisia Pipeline*), che parte dal giacimento di *Hassi R'Mel* e attraversa il territorio tunisino dalla località di frontiera con l'Algeria (Oued Saf Saf) fino a Capo Bon sul Canale di Sicilia, si connette con il sistema TMPC, che attraversa il Canale di Sicilia da Capo Bon a Mazara del Vallo. TTPC, proprietà di Eni al 100% e titolare sino al 2019 dei diritti di trasporto esclusivo del sistema, è stata ceduta alla Sotugat, di proprietà dello stato tunisino, mentre in TMPC sono presenti Sonatrach ed Eni con quote paritarie.

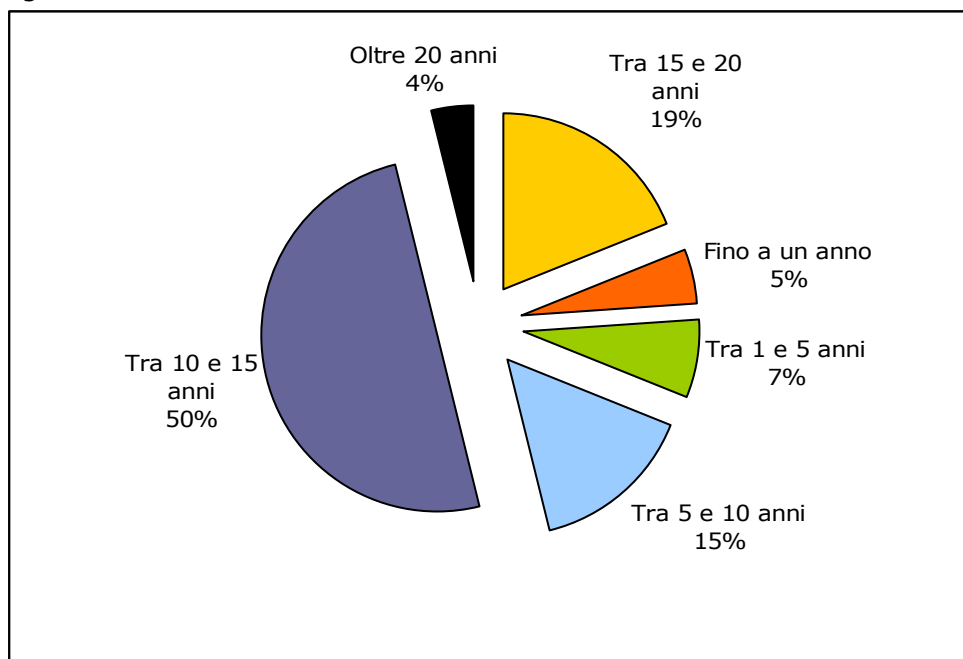
³⁶ Il gasdotto *Trans Austria Gasleitung* attraversa l'Austria da Baumgarten, nei pressi del confine tra questa e la Repubblica Slovacca, fino a Tarvisio. La società TAG GmbH, partecipata da Eni (89%) e da OMV Erdgas GmbH (11%), è titolare dei diritti d'uso del sistema TAG, mentre OMV è proprietaria dell'infrastruttura e svolge attività di gestione e manutenzione. Essa fornisce servizi di transito verso l'Italia e, tramite il *SOL Pipeline System*, verso la Slovenia e la Croazia, oltre a servizi di trasporto locale per i clienti austriaci.

Figura 3.49 – Italia: Importazioni di gas naturale per paese di origine. Anno 2005 (%)



Fonte: AEEG su dati MAP

Figura 3.50 – Struttura dei contratti attivi nel 2005 secondo la durata residua (%)



Fonte: AEEG su dati MAP

Organizzazione industriale del mercato

Eni possiede la quota di produzione nazionale maggioritaria e di gran lunga superiore ai suoi concorrenti (84,1%). Secondo i risultati dell'indagine congiunta dell'AEEG e dell'AGCM conclusasi a fine giugno 2004³⁷, Eni SpA, monopolista della produzione nazionale, continuava a

³⁷ "Indagine conoscitiva sullo stato di liberalizzazione del settore del gas naturale"- IC/22, Presidenza del Consiglio dei Ministri, Dip.to per l'Informazione e l'Editoria (2005)". L'aggiornamento dei dati proprietari dei sistemi di trasporto in condotta sono tratti dall'indagine citata, che è stata avviata congiuntamente dall'AEEG e dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) nel febbraio 2003, all'indomani dell'apertura totale sul lato della domanda ma anche alla vigilia dell'entrata in vigore della nuova Direttiva 2003/55/CE e, soprattutto, a seguito del rilievo sollevato dall'AGCM riguardo all'abuso di posizione dominante da parte dell'ex-monopolista ENI SpA. In seguito alla sentenza di abuso di posizione dominante, l'AGCM aveva imposto a ENI (provvedimento n.11421 del 21/11/2002) il potenziamento delle infrastrutture di importazione al fine di rimuovere le strozzature all'importazione via gasdotto. Alla mancata ottemperanza di ENI agli obblighi di potenziamento delle infrastrutture, l'AGCM ha risposto comminando una multa di 4,5 milioni di euro e, contemporaneamente, imponendo l'obbligo di cessione di gas ai concorrenti (*gas release*), da

controllare in maniera diretta o indiretta anche il mercato delle importazioni di gas: nel 2004, con l'eccezione dei quantitativi importati da Enel SpA e da Edison SpA, Eni importava direttamente il 62% del gas immesso nella rete nazionale dall'estero. Erano riconducibili ad Eni anche i volumi importati dalle società Plurigas SpA, Dalmine Energia SpA, Energia SpA e dalla stessa Edison, trattandosi di vendite di gas effettuate all'estero dall'impresa dominante (le cosiddette *vendite innovative*) a valere su contratti pluriennali da essa già conclusi a suo tempo con i produttori norvegesi³⁸.

L'indagine ha riscontrato un divario dei prezzi rispetto agli altri paesi dell'Unione Europea che poteva essere imputato alla posizione di Eni SpA come principale produttore ed importatore nazionale ed ai riflessi negativi di tale comportamento sui prezzi del gas al netto delle imposte che, in Italia, restano tra i più alti in UE sia per gli usi industriali che per le grandi utenze civili. Lo sviluppo infrastrutturale appare ancora oggi la principale barriera alla contendibilità del mercato. Come mostra la tabella 3.58, la capacità di immissione ai punti di interconnessione della rete nazionale è pienamente utilizzata. La capacità di trasporto di queste linee è prevalentemente assoggettata agli impegni contrattuali di importazione gravati da clausole *take or pay* e concordati da Eni anteriormente all'emanazione della direttiva 98/30/CE. Al riguardo, l'AGCM sostiene che l'assenza di una disciplina per l'accesso trasparente e non discriminatorio ai gasdotti internazionali rende difficile e oneroso l'accesso di terzi, anche a causa di asimmetrie di informazione riguardo alle capacità disponibili e di problemi di raccordo con le tariffe di trasporto sulla rete nazionale.

Tabella 3.58 - Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia (milioni di m³/giorno). Anno termico 2005-2006

Punto di entrata	Conferibile	Conferita	Disponibile	Conferita/conferibile
Passo Gries	57.5	57.5	0.0	100%
Tarvisio	88.3	84.1	4.2	95%
Mazara del Vallo	80.5	80.4	0.1	100%
Gorizia	2.0	0.9	1.1	43%
Gela	22.8	22.8	0.0	100%
Totale	251.1	245.7	5.4	98%

Fonte: AEEG su dati MAP e SRG Spa.

Anche in presenza di contratti di importazione conclusi da concorrenti dell'impresa dominante, il mancato ampliamento della capacità di trasporto impedisce l'espansione delle importazioni in Italia ed in Europa (configurato dall'AGCM come abuso di "carattere escludente"). Un presupposto ineludibile per un maggior grado di concorrenza è quindi l'espansione della capacità di importazione per condotta e una espansione della capacità di rigassificazione. Secondo l'antitrust tale situazione di fatto si deve misurare con una obiettiva riluttanza ad effettuare investimenti nello sviluppo della produzione e nelle infrastrutture nell'attuale situazione di transizione verso un unico mercato integrato³⁹.

Per quanto riguarda l'immissione in rete di GNL, va sottolineato come appartenga ad ENI (GNL Italia SpA) anche il terminale di Panigaglia, l'unico attualmente attivo in Italia. Su di esso devono necessariamente convergere gli operatori che acquistano liberamente carichi di GNL

consegnare al punto d'ingresso di Tarvisio a prezzo e condizioni non discriminatori e stabiliti dalla stessa AGCM (provvedimento n.13644 del 17 ottobre 2004). Nella sostanza, l'indagine IC/22 ha messo in luce i limiti della strategia di liberalizzazione del mercato seguita finora dall'Italia. ("Indagine conoscitiva sullo stato di liberalizzazione del settore del gas naturale"- IC/22, op.cit). Se ne consiglia la consultazione per l'approfondimento dell'ingegneria contrattuale e dell'intreccio di interessi intorno agli impegni di potenziamento dei gasdotti citati e in relazione ai progetti di sviluppo di terminali GNL sulle coste italiane, particolarmente complessi nel caso del gasdotto TTPC.

³⁸ Edison ha acquistato da ENI 1,5 miliardi Smc/a di gas norvegese; Plurigas e Dalmine Energie hanno convenuto con ENI un contratto *take or pay* sino al 2011, rispettivamente per 3 miliardi e per 600 milioni Smc/a. Energia, inoltre, ha sottoscritto un contratto "ponte" per forniture di gas norvegese sino al 2005/06, ovvero sino all'entrata in servizio del gasdotto dalla Libia.

³⁹ Secondo l'Antitrust, la scelta dell'Eni del 2003 di bloccare il potenziamento del gasdotto che attraversa la Tunisia, controllato attraverso la società Trans tunisian pipeline company (Ttpc), nonostante gli impegni presi con le autorità di regolamentazione e gli altri operatori, con un potenziamento da concludersi entro il 2007, determinerà il mancato arrivo in Italia nel biennio 2007-08 di circa 9,8 miliardi di metri cubi di gas. La scelta dell'Eni di non "sbottigliare" il tratto tunisino del gasdotto che collega l'Algeria e l'Italia fu determinata da rischi di "eccesso di offerta", considerazione che appare oggi fuori luogo per il rischio di continue riduzioni delle forniture dalla Russia. Tale analisi ha indotto l'AGCM a comminare una multa di 290 milioni di euro all'Eni, per aver ritardato gli investimenti nei gasdotti tra Algeria, Tunisia e Italia abusando della propria posizione di monopolista nelle reti del gas.

dai paesi esportatori; ma le richieste di accesso superano di molto la capacità del terminale. L'AGCM è intervenuta in corrispondenza di un contenzioso apertosi tra la compagnia spagnola Gas Natural e GNL Italia SpA, ingiungendo a quest'ultima di concedere l'accesso alla Gas Natural per l'anno termico 2004-05; in tale occasione, si sono create le condizioni per l'utilizzo del terminale da parte di un maggior numero di utenti⁴⁰.

Le opportunità offerte da un mercato in forte espansione e interessato da un profondo processo di ristrutturazione ha determinato, anche all'interno del territorio nazionale, la proliferazione di progetti per la costruzione di nuovi terminali (si veda il paragrafo seguente). La realizzazione di nuovi impianti contribuirebbe alla diversificazione geografica delle fonti di approvvigionamento e, favorendo l'ingresso di nuovi operatori nel mercato nazionale, alternativi all'*incumbent*. Inoltre proprio dalla diversificazione delle fonti si attende il contributo più concreto al contenimento, nel medio periodo, del costo del gas nel mercato interno, attraverso la riduzione del rischio di formazione di cartelli di produttori e l'aumento della concorrenza nell'offerta.

Il 18 febbraio 2005 il Consiglio dei Ministri ha approvato lo schema di decreto per la Definizione dei criteri di privatizzazione e delle modalità di dismissione della partecipazione detenuta da Eni SpA nel capitale di Snam Rete Gas (SRG). Nel provvedimento viene messo in evidenza che solo l'esistenza di un soggetto separato in termini societari, e soprattutto proprietari, soggetto terzo quindi rispetto alle fasi della filiera diverse dal trasporto, possa assicurare la totale trasparenza e la non discriminazione dei comportamenti dell'impresa di trasporto del gas naturale. La privatizzazione di SRG, la società proprietaria della rete di trasporto e dispacciamento di gas naturale, assume particolare rilievo in quanto riguarda un'impresa che presta un servizio di pubblica utilità, un caso regolato dalla legge n.481/95 all'art.1 (comma 2), che assegna al Governo il compito di individuare criteri e modalità di cui sopra e di sottoporli all'approvazione del Parlamento. La quota azionaria di Eni in Snam Rete Gas, attualmente al 50,07%, è stata prevista scendere al di sotto del 20% entro il 31 dicembre 2008, secondo l'articolo 1, comma 373, della legge Finanziaria 2006; il decreto attuativo sarà probabilmente emanato entro il primo semestre del 2007.

La cessione della partecipazione Eni in Stogit ha assunto un rilievo particolare, dato che quest'ultima opera in monopolio di fatto e controlla la principale fonte di modulazione dell'offerta per tutte le imprese concorrenti di Eni, mentre questa può permettersi di rivolgersi in misura residuale ai servizi di Stogit, potendo avvalersi delle maggiori flessibilità di cui dispone attraverso un'ampia scelta nel ventaglio dei suoi contratti di importazione. La legge Marzano, inoltre, garantisce a Stogit il rinnovo delle concessioni per almeno altri 20 anni, e non potrebbe darsi altro caso dati i limiti di capacità e di punta dello stoccaggio italiano emersi con la crisi dell'inverno 2004-05, e sia pure in una prospettiva ottimistica di approvazione delle nuove concessioni richieste al MAP e tuttora in corso di valutazione.

L'indagine dell'Autorità citata a inizio paragrafo ha infine valutato il grado di apertura del mercato nel settore della vendita ai clienti finali. Nell'analisi dell'Autorità, tale segmento è *"fortemente influenzato dal controllo esercitato da Eni, il maggiore operatore nazionale, su tutte le infrastrutture d'importazione. Eni continua a porre forti condizionamenti all'intera filiera del gas limitando, di fatto, le potenzialità di evoluzione del settore verso una maggior concorrenzialità. La mancanza di forniture autonome sul mercato internazionale del gas costringe le imprese autorizzate alla vendita nel mercato finale a rifornirsi di gas ricorrendo al mercato all'ingrosso, anch'esso alimentato principalmente dai quantitativi resi disponibili dall'operatore principale. A ciò si aggiunga che il settore del gas in Italia è stato storicamente caratterizzato dalla presenza di un numero elevato di imprese, operanti essenzialmente a livello locale, in condizioni di monopolio legale per le forniture cosiddette "civili" (domestiche e piccola industria-commercio) allacciate alle reti cittadine⁴¹".*

La distribuzione è infatti un'attività di servizio pubblico soggetta a concessione. L'assegnazione della concessione è di competenza degli Enti Locali - quali Comuni, unioni di Comuni o Comunità Montane - i quali svolgono, unitamente, attività di indirizzo e di controllo sulle attività di distribuzione.

⁴⁰ Anche in questo caso, l'AGCM ha aperto un'indagine conoscitiva (18 novembre 2004) sulle modalità con cui è stato gestito il terminale da 2001 al 2004 e sulle strategie di approvvigionamento di GNL per il mercato italiano.

⁴¹ Autorità per l'energia elettrica e il gas, *"Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta"*, 6 luglio 2006.

L'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00 ha sancito che l'assegnazione delle concessioni avvenga mediante gara - per periodi non superiori a 12 anni - ponendo fine alle procedure di assegnazione diretta, poco trasparenti ed arbitrarie. Il regolatore ha previsto, a riguardo, un periodo di transizione, tale da consentire ad Enti Locali, da un lato, e operatori, dall'altro, di dotarsi degli strumenti necessari a gestire le nuove condizioni di mercato.

Il segmento della vendita appare meno concentrato dell'ingrosso: i primi 26 venditori coprono il 71% delle vendite complessivamente effettuate da questi operatori sul territorio nazionale, mentre è pari al 34% la quota del gruppo dei primi quattro venditori, composto da Enel Gas, Hera Comm Srl, E.On Vendita e Aem Acquisto e Vendita Energia Spa. Il numero di utenti finali che cambia fornitore è tuttavia esiguo e ciò segnala un insufficiente grado di apertura del mercato causato dalla predominanza dell'operatore dominante in tutte le fasi della filiera e in particolare in quella dell'approvvigionamento, dall'altro da una struttura di offerta frammentata ed essenzialmente a carattere locale.

Sviluppo delle infrastrutture di importazione

L'adeguamento della capacità di trasporto al crescente fabbisogno potrà avvenire attraverso il potenziamento delle infrastrutture esistenti e la costruzione di nuovi gasdotti e rigassificatori.

Per quanto riguarda il potenziamento delle infrastrutture esistenti sono stati presentati i seguenti progetti:

- l'espansione della capacità del TransMed da 27 a 33,5 miliardi m³/a, in due fasi consecutive: fino a 30 miliardi/a entro il 2008 ed il completamento entro il 2012. La portata aggiuntiva finale, se le sue destinazioni non verranno regolate altrimenti, verrà ripartita tra Eni, Enel ed Edison (6 miliardi m³) oltre ad Energas e Bridas (1,5 miliardi m³);
- l'ampliamento del TAG (*Trans Austria Gasleitung*) fino a 26 miliardi m³ di gas naturale proveniente dalla Russia, dei quali 21 assegnati all'Eni⁴², 3 all'Enel e 2 alla Edison; anche questo potenziamento avverrà in due fasi consecutive: una capacità aggiuntiva di 3,2 miliardi m³ /a sarà a disposizione degli operatori dal 2008 e ulteriori 3,3 miliardi m³ /a dalla fine del 2011;
- un aumento delle portate provenienti da Norvegia e Olanda attraverso la Svizzera, fino ad una capacità complessiva rispettivamente di 6 miliardi e 10 miliardi m³/a.
- Ulteriore potenziamento del gasdotto Libia-Italia mediante l'aumento delle centrali di spinta in Libia.

Per quanto riguarda la costruzione di nuove infrastrutture, sono in fase di studio di fattibilità o di progettazione i seguenti gasdotti:

- il gasdotto IGI Interconnector, fra Grecia e Italia, la cui condotta di 820 km, da Stavrolimenes ad Otranto, sarà realizzata da Edison e dalla società di Stato greca Depa. È stato firmato un accordo con il governo greco che prevede la realizzazione entro il 2010. Il gasdotto trasporterà annualmente fra gli 8 e i 10 miliardi m³ /a di gas naturale proveniente dall'Azerbaijan, collegando la rete italiana a quella greca e turca. A tale iniziativa è interessata anche la Turchia, che ha sottoscritto una dichiarazione di collaborazione in campo energetico con gli altri Paesi promotori;
- il progetto Galsi, il metanodotto che dall'Algeria raggiungerà le coste della Toscana, passando attraverso la Sardegna, finora esclusa dal sistema gas. Lo sviluppo della linea, dal giacimento di Haussi R'mel al porto di El Kala (640 Km), dalla costa algerina a Cagliari (sottomarino per 310 Km), comprende l'attraversamento della Sardegna fino a Olbia (200 Km) e, infine, l'attraversamento del Tirreno fino alle coste dell'alta Toscana (300 Km). Sono previsti una capacità di trasporto di 10 miliardi m³ /a ed un costo che supera i 2,2 miliardi euro a carico delle compagnie Edison, Enel, Sonatrach e Wintershall, con la partecipazione della Regione Sardegna con le SpA Promegis e Sirfis; il progetto potrebbe essere già operativo dalla fine del 2008;

⁴² Sono inclusi 2,5 miliardi Smc/a della Nigeria LNG in *swap deal*, che sbarca il GNL a Montoire in Francia; attraverso uno scambio tra *Gaz de France* e Snam Rete Gas, quest'ultima lo riposiziona in Italia attraverso il TAG.

- il gasdotto Trans Adriatic Pipeline (Albania-Italia) e il gasdotto Interconnectirol (Bressanone - Innsbruck), per i quali sono stati presentati gli studi di fattibilità e sono stati ottenuti i finanziamenti dall'Unione europea.

I potenziamenti elencati porterebbero la capacità di importazione ben oltre il fabbisogno previsto al 2010 (100 miliardi m³ /a).

Contemporaneamente sono stati presentati numerosi progetti per terminali di rigassificazione da affiancare al terminale di Panigaglia.

- 1) il terminale *off-shore* nella provincia di Rovigo, promosso da Edison LNG, della capacità di 8 miliardi m³/a. Il terminale sarà gestito da ExxonMobil Italiana Gas S.r.L. (società del gruppo ExxonMobil) e *Qatar Petroleum*, che hanno sottoscritto con Edison un accordo per l'acquisto del 45 per cento ciascuna del capitale sociale di Edison LNG. L'entrata in funzione è prevista per il 2008, anche se potrebbero crearsi contenziosi e ritardi a causa della mancata richiesta della valutazione di impatto ambientale relativo all'isola artificiale dove sorgerà l'impianto. Il gas proveniente dal Qatar verrà fornito da RasGas in virtù di un contratto di lunga durata (25 anni) sottoscritto da Edison.
- 2) terminale nel porto di Brindisi, promosso da British Gas della capacità di 8 miliardi m³/a, in cui BG procede da sola dopo l'abbandono dell'Enel. L'impianto è inserito tra le opere di interesse strategico di cui alla "legge obiettivo" individuate con delibera CIPE in data 21 dicembre 2001. L'impianto potrebbe rifornire gli impianti di generazione elettrica a mezzo CCGT localizzati in Puglia, ma la ferma opposizione degli enti locali interessati e le recenti inchieste della magistratura relative a ipotesi di corruzione e concussione lasciano prevedere che la data di realizzazione non sarà anteriore al 2009.
- 3) Il progetto della OLT Lng Toscana (controllata al 51% dalla spagnola Endesa e dall'azienda genovese Amga). Il progetto per un terminale *off-shore* su nave, 12 miglia a largo delle coste livornesi, per una capacità di 3 miliardi m³/a, espandibili a 6, aveva ottenuto entrambe le valutazioni ambientali (d'impatto VIA e strategica VAS); successivamente è stata raggiunta un'intesa tra la Regione e i Comuni e le Province interessate per la realizzazione della piattaforma *off-shore*, che prevedeva lo spostamento dell'ancoraggio della piattaforma più a Sud e forme di compensazione verso i comuni interessati dal progetto. Si tratta solo di una tappa dell'iter complessivo che precede il decreto di autorizzazione del MAP ed il nullaosta definitivo del Ministero dell'Ambiente: sono ancora da ottenere il ritiro del ricorso al Tar del Lazio da parte del Comune di Pisa e il parere favorevole della Giunta regionale. Sarà probabilmente operativo dal 2008.
- 4) Il terminale *off-shore* di Rosignano: progetto presentato da Edison, associata a BP e Solvay, per un terminale da 3 miliardi m³/a all'interno del complesso industriale Solvay di Rosignano. La valutazione di impatto ambientale (VIA) nazionale è positiva; la VIA regionale ha avuto esito negativo. Il Comune di Rosignano ha richiesto modifiche al progetto che sarà rilocalizzato nell'area dello stabilimento Solvay di Rosignano e sarà ampliato a 8 miliardi m³/a;
- 5) il progetto di Gioia Tauro che deriva dalla fusione di due progetti in concorrenza. Il nuovo progetto presentato da parte della società LNG MedGas Terminal (100% CrossGas, controllata a sua volta al 40% dal gruppo Sensi e al 60% dal gruppo Belleli) nel porto di Gioia Tauro per 12 miliardi m³/a. Effettuata la prima riunione della nuova conferenza dei servizi. In corso la Valutazione di Impatto Ambientale.
- 6) il terminale di Taranto, progetto promosso dalla spagnola Gas Natural, della capacità di 8 miliardi m³/a; Effettuata la prima riunione della nuova conferenza dei servizi. In corso la Valutazione di Impatto Ambientale;
- 7) il progetto Zaule, promosso da Gas Natural, della capacità di 8 miliardi m³/a; Effettuata la prima riunione della nuova conferenza dei servizi. In corso la Valutazione di Impatto Ambientale;
- 8) Il progetto di terminale *off-shore* di Monfalcone, promosso da Endesa, della capacità di 8 miliardi m³/a; Effettuata la prima riunione della nuova conferenza dei servizi. In corso la Valutazione di Impatto Ambientale;
- 9) Il progetto Porto Empedocle, promosso da Nuove Energie (che è stata poi acquisita al 90% da Enel), della capacità di 8 miliardi m³/a; effettuata la prima riunione della nuova conferenza dei servizi. In corso la Valutazione di Impatto Ambientale;

10) Il terminale di Erg/Shell a Priolo-Augusta Melilli (8 miliardi m³/a); Effettuata la prima riunione della nuova conferenza dei servizi. In corso la Valutazione di Impatto Ambientale.

Dei progetti elencati, i primi due (Rovigo e Brindisi) hanno già ottenuto l'autorizzazione per la costruzione e l'esercizio.

L'art. 17 della L.239 del 23 agosto 2004 (Legge Marzano) prevede, per i soggetti che investano, direttamente o indirettamente, nella realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione di GNL, che essi possano richiedere, per la capacità di nuova realizzazione, una parziale esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso dei terzi. L'esenzione viene accordata dal MAP caso per caso, per un periodo di almeno venti anni e per una quota di almeno l'80 per cento della nuova capacità, previo parere dell'AEEG. Ciò consentirebbe di destinare anche a forniture spot, ove le condizioni di mercato del GNL lo consentissero, la quota di nuova capacità non soggetta al diritto di allocazione prioritario, in modo da contribuire ad una maggiore liquidità dell'offerta, pur garantendo la remunerazione degli investimenti ai promotori del progetto.

È stata concessa l'esenzione per una quota pari all'80% della capacità del nuovo terminale di Rovigo, per un periodo di tempo pari a venticinque anni dall'avvio dell'operatività del terminale. La quota di capacità del terminale, oggetto della richiesta di esenzione, è destinata a essere utilizzata per la rigassificazione di GNL prodotto in Qatar e fornito dalla società Ras Laffan LNG Company Limited II (Rasgas), detenuta al 30% da società del gruppo ExxonMobil e per il 70% da Qatar Petroleum. Anche Brindisi LNG ha ottenuto l'esenzione per una quota pari all'80 per cento della capacità di rigassificazione del terminale per un periodo di 20 anni, su parere favorevole dell'Autorità.

BOX - L'emergenza gas dell'inverno 2005-2006

Nell'inverno 2005-2006 si è assistito ad uno svasso anormale degli stoccaggi dovuto essenzialmente ai seguenti fattori:

- 1) le condizioni climatiche di straordinaria rigidità che hanno caratterizzato lo scorso inverno, determinando un incremento della domanda per riscaldamento;
- 2) la crescita della domanda del settore termoelettrico per l'entrata in funzione delle nuove centrali a gas;
- 3) la riduzione delle importazioni, per complessivi 190 milioni di m³, in particolare dalla Russia, che ha dovuto far fronte anch'essa all'ondata di freddo che ha colpito l'Europa dell'est;
- 4) la crisi commerciale tra Russia e Ucraina instauratasi a partire dai primi giorni del gennaio 2006 a seguito di contrasti riguardanti il rinnovo dei contratti di fornitura di gas naturale.

Per far fronte alla situazione di crisi il governo ha avviato un sistema di monitoraggio in collaborazione con Snam Rete Gas ed è in più riprese intervenuto con misure atte a fronteggiare l'emergenza; queste ultime prevedevano:

- 1) l'obbligo per gli operatori di massimizzare le importazioni e la produzione nazionale;
- 2) l'interruzione dei clienti con contratto di fornitura interrompibile;
- 3) deroghe ambientali per aumentare l'impiego dell'olio combustibile in centrali termoelettriche fino al 31 marzo 2006;
- 4) il decreto del Ministro delle attività produttive con norme transitorie per le temperature dell'aria negli ambienti; direttive ai produttori per l'incremento della produzione nazionale di gas oltre i limiti operativi normali;
- 5) direttive a Stogit Spa, per la gestione e l'impiego degli stoccaggi dopo l'inizio dell'utilizzo della riserva strategica anche mediante temporanea riduzione della pressione di parti della rete di trasporto.

Le misure adottate hanno differito l'utilizzo dello stoccaggio strategico alla metà di febbraio 2006. Ulteriori misure (non utilizzate nell'occasione) sono state predisposte per far fronte ad analoghe possibili situazioni di emergenza, esse prevedevano:

- blocco temporaneo delle esportazioni di energia elettrica con massimizzazione obbligatoria delle importazioni;
- esclusione temporanea dalla rete di grandi utilizzatori di gas.

Il 22 marzo 2006 il Ministro delle attività produttive ha dichiarato la fine dell'emergenza.

Le ragioni dell'emergenza non sono in realtà da ricercare solo nelle cause contingenti derivanti dalla casualità di un inverno particolarmente rigido, bensì da una generale insufficienza della capacità infrastrutturale di importazione e stoccaggio.

Lo stoccaggio

Per l'anno termico⁴³ 2005-2006 il sistema di stoccaggio ha fornito complessivamente, ossia considerando nell'insieme i siti di stoccaggio gestiti dalle due imprese operanti - Stogit ed Edison Stoccaggio S.p.A - una disponibilità in termini di spazio per il *working gas* pari a circa 12,9 miliardi di m³.

⁴³ Da aprile 2005 a marzo 2006.

La quota di tale disponibilità destinata allo stoccaggio strategico è pari a circa 5,1 miliardi di m³, mentre la disponibilità per i servizi di stoccaggio minerario e di modulazione ciclica è pari a 7,8 miliardi di m³.

La massima disponibilità di punta giornaliera in erogazione è pari complessivamente a circa 253 milioni di m³ standard, in condizioni di massimo riempimento degli stoccaggi.

Le capacità messe a disposizione da Stogit nel 2005 sono state complessivamente pari a circa 12,55 miliardi di m³, di cui 7,450 miliardi di m³ (circa 291 milioni di GJ) per il servizio di modulazione. Stogit possiede 8 siti operativi (Brugherio, Cortemaggiore, Ripalta, Sergnano, Settala, Minerbio, Sabbioncello e San Salvo) ed ha presentato piani di sviluppo per i siti di Alfonsine e Bordolano.

Nel complesso, nell'anno termico 2005-2006 Stogit ha stipulato contratti con 44 utenti. I volumi movimentati dal complesso degli stoccaggi Stogit al marzo 2006 sono pari a circa 17,2 miliardi di m³, di cui 9 in erogazione e 8,1 in iniezione.

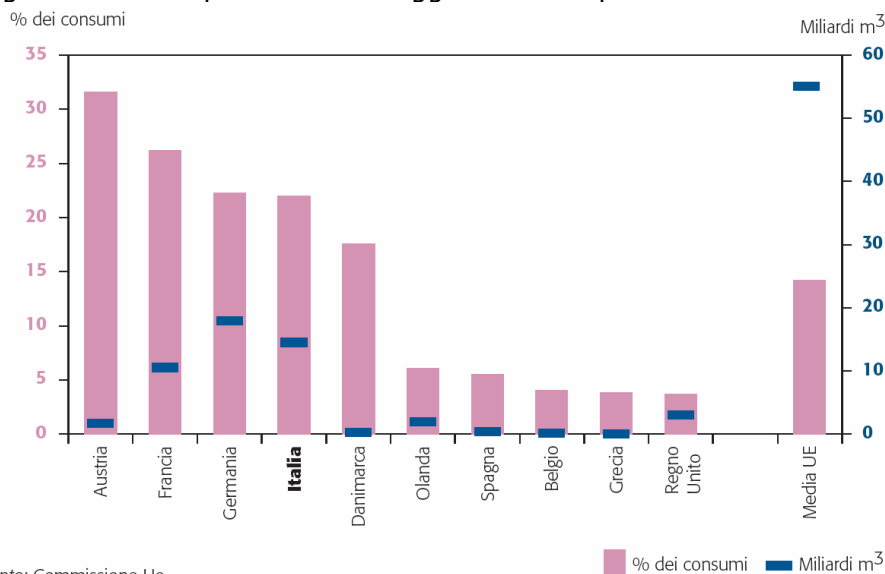
Le capacità in termini di *working gas* messe a disposizione da Edison Stoccaggio Spa nell'anno termico 2005-2006 sono pari a circa 340 milioni di m³. Il sistema di stoccaggio Edison ha 7 utenti che fanno riferimento ai siti operativi di Cellino e Collalto.

Rispetto all'anno termico precedente, per l'anno termico 2005- 2006 Edison Stoccaggio ha reso disponibile una capacità di spazio aggiuntiva di circa 71 milioni di m³ a fronte del potenziamento della centrale di compressione e degli impianti di trattamento del campo di Collalto.

Le istanze presentate per le concessioni per nuovi siti di stoccaggio da parte del Ministero delle attività produttive, che riguardano giacimenti di gas esauriti da convertire in stoccaggi e acquiferi in unità litologiche profonde, prevedono un incremento futuro della capacità (*working gas*) di circa 3 miliardi di m³ per Stogit (siti di Alfonsine e Bordolano), di oltre 900 milioni di m³ per Edison Stoccaggio (sito di Cotignola) e di altri 6 miliardi circa di m³ ad altri tre operatori titolari dei progetti di Cornegliano, Cugno, Canton e Rivalta (gli ultimi due in acquifero profondo). L'iter autorizzativo ha presentato rallentamenti per tutti i progetti presentati e, al momento, non sembra possibile l'operatività di alcun sito prima del 2009.

La capacità di stoccaggio in Italia appare adeguata al fabbisogno interno se confrontata con la capacità degli altri paesi dell'Unione Europea (figura 3.51). Alcune peculiarità del panorama energetico nazionale (forte dipendenza dal gas naturale del settore elettrico, forte dipendenza energetica complessiva) fanno ritenere auspicabile un ulteriore rapido sviluppo della capacità di stoccaggio nazionale. Lo stoccaggio si configura infatti come uno strumento essenziale di flessibilità per il mercato energetico. Lo sviluppo dell'attività potrebbe contribuire ad attenuare le oscillazioni dei prezzi, garantendo un discreto margine di sicurezza degli approvvigionamenti soprattutto in relazione a situazioni di crisi eccezionale; lo stoccaggio faciliterebbe anche il completamento del processo di apertura del mercato, permettendo l'afflusso di approvvigionamenti dal mercato spot attraverso la filiera del GNL e l'ingresso sul mercato di traders indipendenti.

Figura 3.51 – Capacità di stoccaggio in alcuni paesi dell’Unione Europea. Anno 2005



Fonte: Commissione Ue

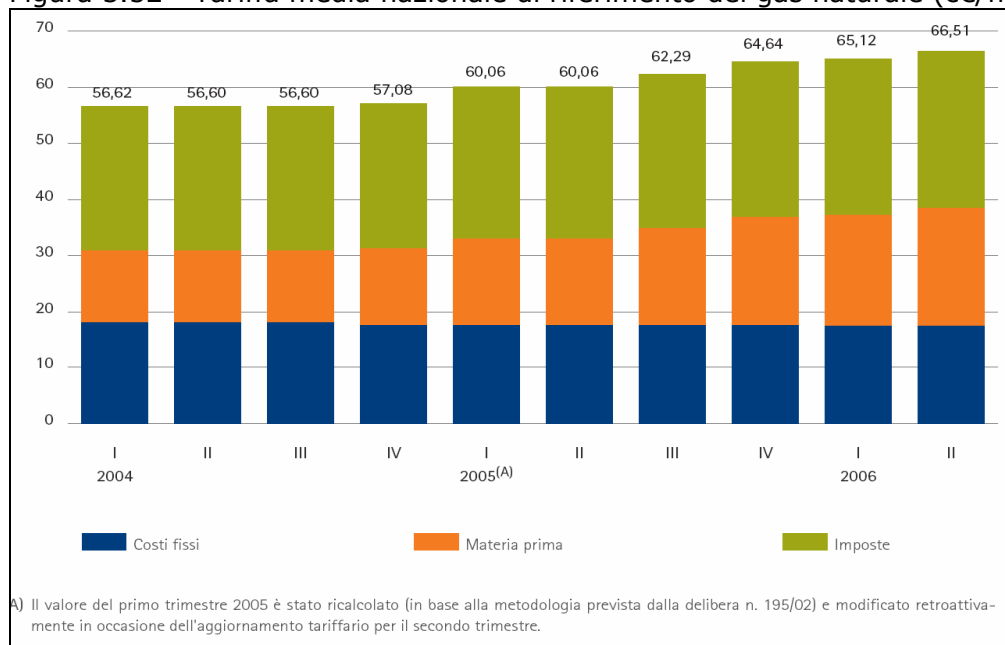
La tariffa unica nazionale

La vendita è attività libera, non soggetta a regolamentazione tariffaria, tuttavia l’AEEG pubblica una tariffa media nazionale di riferimento, a tutela dei consumatori che utilizzano meno di 200.000 m³ all’anno. Dal 1 gennaio 2004, con delibera 138/03, le società di vendita devono offrire tale tariffa ai piccoli consumatori, accanto ad eventuali proprie condizioni.

La tariffa di riferimento ha fatto registrare una continua ascesa dai 56,62 c€/m³ del primo trimestre 2004, ai 66,51 c€/m³ del secondo trimestre 2006 (figura 3.52). L’ascesa delle quotazioni del petrolio avrebbe inciso in maniera più marcata sulla dinamica della tariffa di riferimento se l’autorità di settore non fosse più volte intervenuta a sui criteri di adeguamento tariffario, in particolare:

- nel 2004 rimodulando i criteri di adeguamento della componente a copertura dei costi di distribuzione sulle reti locali e cittadine;
- nel 2005 con un intervento di revisione sui criteri di adeguamento della componente materia prima.

Figura 3.52 - Tariffa media nazionale di riferimento del gas naturale (c€/m³)



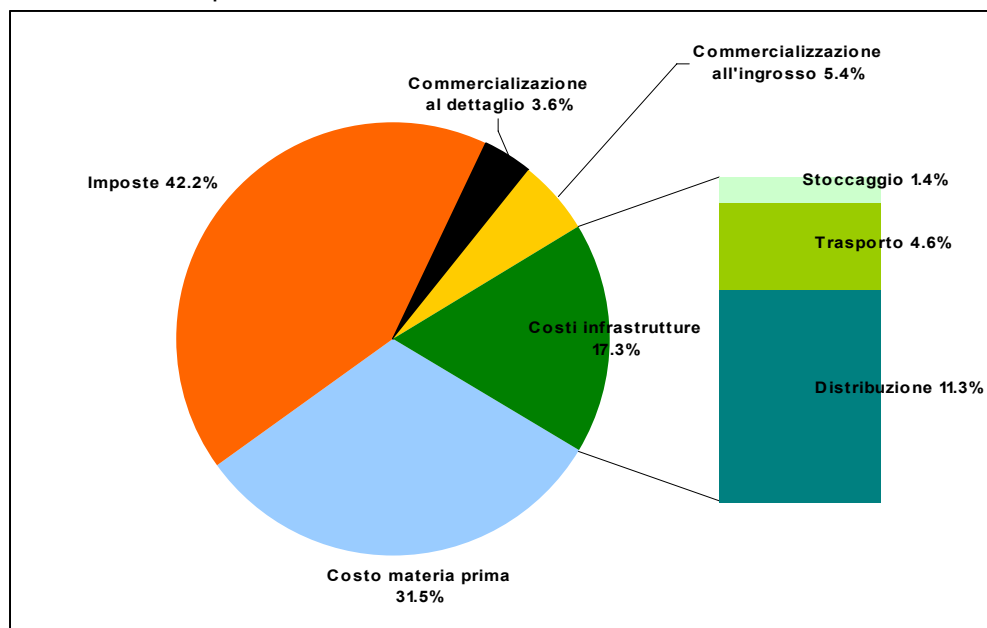
A) Il valore del primo trimestre 2005 è stato ricalcolato (in base alla metodologia prevista dalla delibera n. 195/02) e modificato retroattivamente in occasione dell’aggiornamento tariffario per il secondo trimestre.

Fonte: AEEG

Nel secondo trimestre del 2006 la tariffa media nazionale di riferimento risulta composta per il 58% circa da oneri per la copertura dei costi e per il restante 42% dalle imposte (imposta di consumo, addizionale regionale e IVA).

Il costo della materia prima incide sul valore complessivo della tariffa per il 31,5%, i costi di commercializzazione per il 9% e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il restante 17%. Nell'ambito dei costi per le infrastrutture la componente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione che incide per l'11,3% sulla tariffa complessiva, mentre quella a copertura dei costi di trasporto raggiunge quasi il 5% e la componente per lo stoccaggio è pari all'1,4% (Figura 3.53).

Figura 3.53 - Composizione percentuale della tariffa media nazionale di riferimento del gas naturale al 1° aprile 2006



Fonte: AEEG

3.3.4.3 IL CARBONE

Il quadro d'insieme

Nel 2005 il consumo di combustibili solidi è diminuito dell'1,3% a causa della minore produzione di energia elettrica da carbone, dovuta soprattutto al lungo periodo di sospensione di attività della centrale di Brindisi Nord.

Il consumo di combustibili solidi avviene quasi esclusivamente nel settore termoelettrico e il fabbisogno nazionale è coperto quasi interamente da importazioni (la produzione interna e le esportazioni si attestano su valori trascurabili).

Produzione

L'unica risorsa carbonifera italiana è concentrata nel bacino del Sulcis Iglesiente, localizzato nella Sardegna sud-occidentale. Il deposito è costituito da numerosi strati di carbone, con potenze variabili da pochi centimetri a qualche metro, intercalati a calcari, marne, argille carboniose ed arenarie. L'attuale area di interesse minerario contiene, in base alle più recenti stime sulle riserve coltivabili nelle attuali condizioni, oltre 57 milioni di tonnellate di carbone mercantile⁴⁴ con potere calorifico maggiore di 5000 kcal/kg ed elevato contenuto di ceneri e zolfo.

Il bacino carbonifero, le cui attività estrattive erano state sospese nel 1972, è stato riattivato nel 1997 nel quadro del Piano di disinquinamento del territorio Sulcis Iglesiente che prevede fondamentalmente due piani di azione:

⁴⁴ La riserva in situ è di circa 128 milioni di tonnellate, con produzione a regime fino a 3,3 milioni di t/anno di grezzo (40% di ceneri).

- interventi sugli impianti industriali esistenti, finalizzati ad un adeguamento dei limiti di emissioni nell'ambiente ed al ripristino di specifiche situazioni di degrado;
- promozione dello sviluppo congiunto minerario ed energetico del Sulcis Iglesiente.

In sintesi, il DPR 28.1.94 ("Attuazione del piano di disinquinamento del territorio del Sulcis Iglesiente") stabilisce che, ai fini dello sviluppo del bacino carbonifero del Sulcis, venga affidata una "concessione integrata per la gestione della miniera di carbone del Sulcis e la produzione di energia elettrica e cogenerazione di fluidi caldi mediante gassificazione".

Nell'ambito del Protocollo d'Intesa firmato il 25 febbraio 2003 con la Regione Sardegna, il Ministero delle Attività Produttive e la Regione Sardegna si erano impegnati, per quanto di loro competenza, a promuovere uno studio di fattibilità per gli approfondimenti riguardanti la individuazione delle opportune soluzioni tecnologiche, la sostenibilità economico-finanziaria, amministrativa e soprattutto ambientale con particolare riferimento alle condizioni circa la realizzazione di nuova capacità produttiva termoelettrica che, oltre al rilancio della miniera di carbone del Sulcis, potesse consentire favorevoli ricadute in termini di alimentazione elettrica per le industrie di base dell'area, verificando la possibilità di costi dell'energia comparabili con quelli attualmente riconosciuti dai regimi speciali in essere. Lo studio, svolto dalla Società Sotacarbo S.p.A. e consegnato nel giugno 2004 alle amministrazioni competenti, ha evidenziato come i livelli di costo dell'energia elettrica auspicati dalle industrie energivore (in linea con i regimi speciali in essere) siano conseguibili solo attraverso l'integrazione miniera-impianto di produzione, che costituisce l'opportunità per recuperare le risorse, in termini di contributi in conto esercizio per la produzione di energia elettrica da cedere in rete, previste dal DPR 28 gennaio 1994. Un impianto di tecnologia avanzata, di taglia intorno ai 650 MW, con un'alimentazione al 50% con carbone Sulcis ed al 50% con carbone di importazione, consentirebbe, secondo lo studio, il mantenimento dell'attività mineraria e la messa a disposizione delle industrie energivore dell'area dell'energia elettrica richiesta ai costi auspicati. Successivamente, a seguito di una serie di valutazioni condivise tra il Ministero delle Attività Produttive e la Regione Sardegna, nell'ambito delle disposizioni emanate con il decreto legge 15 marzo 2005, n. 35 convertito con modifiche con legge 14 maggio 2005, n. 80 allo scopo di consentire lo sviluppo produttivo ed incrementare la competitività delle imprese, è stata prevista all'art. 11, comma 14, l'assegnazione da parte della Regione Sardegna di una concessione integrata per la gestione della miniera del carbone Sulcis e la produzione di energia elettrica da una nuova centrale, realizzabile con una potenza massima di 640 MW. In vista della privatizzazione della Carbosulcis, la Regione Sardegna ha quindi indetto una gara internazionale, tuttora in corso.

In attesa della realizzazione dell'impianto integrato, la miniera ha recentemente ripreso le attività produttive per predisporre l'approvvigionamento di carbone della centrale ENEL Produzione Sulcis 3 esistente e della centrale a letto fluido atmosferico circolante da 360 MW, di prossima entrata in esercizio. È prevista una produzione complessiva di 1.100.000 tonnellate in 36 mesi ad un prezzo indicizzato alle quotazioni del carbone CIF di Rotterdam.

Importazione

L'Italia importa via mare circa il 99% del totale del proprio fabbisogno di carbone il quale presenta provenienze molto diversificate in relazione alla qualità ed agli impieghi dei carboni richiesti dal sistema industriale nazionale: i principali Paesi di provenienza sono gli USA, il Sud Africa, l'Australia, l'Indonesia e la Colombia, con quote significative provenienti anche dal Canada, dalla Cina, dalla Russia dall'Ucraina e dal Venezuela.

Le importazioni totali di combustibili solidi fossili sono diminuite del 3% circa, passando dai 25,8 milioni di tonnellate del 2004 ai 25,0 milioni di tonnellate del 2005: il contributo maggiore è derivato dal carbone da vapore, mentre c'è stato un recupero del carbone da coke (tabella 3.59).

Tabella 3.59 - Importazioni di carbone per Paese di provenienza. Anno 2005 (t)

Paese	Carbone da Coke	Coke metallurgico	Carbone da Vapore	Lignite	Altri	Totale Carboni	Coke di petrolio
BELGIO	0	0	0	0	0	0	45
FRANCIA	0	0	0	0	625	625	0
GERMANIA	0	0	183	8269	526	8978	0
POLONIA	282802	0	182000	0	0	464802	0
REGNO UNITO	0	0	0	0	0	0	96
TOTALE UE	282802	0	182183	8269	1151	474405	141
AUSTRALIA	2108861	29054	681674	0	0	2819589	0
BOSNIA-ERZEGOVINA	0	53576	0	0	0	53576	0
BRASILE	0	0	30000	0	0	30000	0
CANADA	637176	0	505954	0	0	1143130	0
CINA	0	442251	0	0	0	442251	0
COLOMBIA	0	0	2996745	0	0	2996745	0
CROAZIA	0	0	18303	0	0	18303	0
EGITTO	0	44926	0	0	0	44926	0
GIAPPONE	0	120549	0	0	0	120549	0
INDONESIA	0	0	6735326	0	65115	6800441	0
RUSSIA	13774	0	1032164	0	50497	1096435	0
SUD-AFRICA	205407	0	4394694	0	0	4600101	0
UCRAINA	0	76121	886000	0	139309	1101430	0
U.S.A.	2430881	82189	204271	0	0	2717341	1543260
VENEZUELA	105603	0	394412	0	50516	550531	717706
TOTALE Paesi Terzi	5501702	848666	17879543	0	305437	24535348	2260966
TOTALE Anno 2005	5784504	848666	18061726	8269	306588	25009753	2261107
TOTALE Anno 2004	5074423	1086909	19309421	8599	283798	25763150	2502181
Variaz.% 2005/2004	14	-22	-6	-4	8	-3	-10

Fonte: Bollettino Petrolifero, MSE

Esportazione

Nel 2005 si è registrata in Italia una limitata attività di esportazione di combustibili solidi, poco più di 331.000 tonnellate (contro 348.526 tonnellate nel 2004), di cui circa 282.700 tonnellate indirizzate verso i Paesi UE ed il resto verso Paesi terzi, da ascrivere per quasi il 70% al flusso di coke metallurgico. Nella tabella 3.60 è illustrato il quadro completo delle esportazioni italiane di carboni per Paese di destinazione.

Tabella 3.60 - Esportazioni per Paese di destinazione. Anno 2005 (t)

Paese	Carbone da Coke	Coke metallurgico	Carbone da Vapore	Lignite	Altri	Totale Carboni	Coke di petrolio
AUSTRIA	0	17323	0	0	0	17323	0
BELGIO	0	602	0	0	1000	1602	0
FRANCIA	0	63372	0	0	0	63372	64625
GERMANIA	0	58264	0	0	11346	69610	0
GRECIA	0	9986	0	0	0	9986	32063
LUSSEMBURGO	0	25	0	0	0	25	0
REGNO UNITO	0	7313	0	0	0	7313	0
SLOVENIA	0	21148	60301	0	0	81449	4004
SPAGNA	0	0	0	0	29332	29332	0
SVEZIA	0	2700	0	0	0	2700	0
TOTALE UE	0	180733	60301	0	41678	282712	100692
CROAZIA	0	46	0	0	0	46	9162
ISRAELE	0	188	0	0	0	188	0
LIBANO	0	887	0	0	0	887	5820
MAROCCO	0	7299	0	0	0	7299	0
SCONOSCIUTO	0	10233	0	0	0	10233	0
SIRIA	0	60	0	0	0	60	0
SVIZZERA	0	11176	0	0	0	11176	0
TUNISIA	0	873	0	0	0	873	0
TURCHIA	0	17987	0	0	0	17987	26395
TOTALE Paesi Terzi	0	48749	0	0	0	48749	41377
TOTALE Anno 2005	0	229482	60301	0	41678	331461	142069
TOTALE Anno 2004	0	244157	55118	0	49251	348526	111657
Variaz.% 2005/2004	0	-6	9	0	-15	-5	27

Fonte: Bollettino Petrolifero, MSE

Prezzi

Nel 2005, è proseguita la crescita dei prezzi internazionali del carbone, a causa sia del favorevole andamento della domanda sia di alcuni problemi produttivi. La tendenza è generalizzata a tutte le principali aree geografiche fatta eccezione per l'Europa Occidentale dove i prezzi sono calati a 60 \$/t nel 2005 (da una media di 70 \$/t nel 2004). L'aumento dei noli marittimi, causato dalla scarsità del naviglio, è uno dei fattori che negli anni scorsi ha inciso sulla crescita dei prezzi internazionali. Tale fenomeno potrebbe ridurre in prospettiva in maniera significativa la competitività del carbone rispetto agli altri combustibili fossili.

Un fattore di pressione sui prezzi internazionali ancora più determinante della disponibilità di flotte di trasporto è la forte crescita della domanda proveniente dall'Asia: in Cina, nell'ultimo biennio si è verificata una crescita della domanda pari a quella registrata nel decennio 1993-2003.

A parte i forti aumenti dei prezzi verificatisi negli ultimi due anni, la competitività del carbone dovrà confrontarsi con i futuri scenari, delineati da un lato dal Piano Nazionale di Assegnazione delle quote di emissioni di gas serra, in accordo alla direttiva 2003/87/CE, e dall'altro dagli impegni derivanti dal Protocollo di Kyoto, con i relativi costi specifici associati alle emissioni di anidride carbonica.

Tecnologie

Dopo l'adesione dell'Italia all'accordo internazionale *Carbon Sequestration Leadership Forum* (finalizzato allo sviluppo di tecnologie per la rimozione ed il confinamento dell'anidride carbonica dai combustibili solidi), sono stati avviati due progetti di ricerca finanziati dal MIUR.

Il primo progetto, che si avvale della partecipazione di Sotacarbo, ENEA, Ansaldo Ricerche e Università di Cagliari, prevede la produzione di idrogeno e di altri combustibili puliti dalla gassificazione del carbone, con cattura della CO₂;

il secondo progetto (ZECOMIX), prevede invece la produzione di idrogeno dal carbone con un processo *zero emission*.

È stato inoltre firmato un protocollo di intesa fra la Regione Sardegna e il Consiglio Nazionale delle Ricerche, per la produzione di metano artificiale attraverso la gassificazione del carbone.

Organizzazione industriale del mercato

Nel 2005 è calato il consumo di combustibili solidi che, con 16,9 Mtep (-1,3% rispetto al 2004) hanno contribuito per l'8,5% alla copertura del fabbisogno energetico nazionale. In particolare, gli impieghi in termoelettrica hanno evidenziato una contrazione significativa: in base ai dati forniti dal GRTN, sono stati prodotti complessivamente in Italia 43,6 GWh da combustibili solidi contro i 45,5 GWh del 2004, con una diminuzione rispetto all'anno precedente dell'ordine del 4,2% e con un consumo superiore ai 17 milioni di tonnellate. A tale contrazione ha contribuito il parziale funzionamento della centrale EDIPOWER di Brindisi.

L'ENEL, che ha ormai completato il programma di miglioramento ambientale delle centrali termoelettriche a carbone esistenti con l'obiettivo di abbattere le emissioni inquinanti, ha annunciato l'intenzione di riconvertire a carbone entro il 2009 centrali ad olio combustibile per ulteriori 5000 MW, per portare la propria quota di elettricità prodotta dal carbone intorno al 50% e ridurre i costi di produzione elettrica di almeno il 25%, con un investimento atteso di sei miliardi di euro complessivi.

EDIPOWER ha allo studio l'eventuale trasformazione a carbone della centrale di San Filippo del Mela, in provincia di Messina, attualmente alimentata ad olio combustibile e un progetto di ristrutturazione per la centrale di Brindisi: si tratta di un piano che prevede, sostanzialmente, l'ambientalizzazione dei due gruppi a carbone attualmente in esercizio (da 320 MW ciascuno), la realizzazione del carbonile coperto ed il collegamento con la banchina di attracco delle navi carboniere mediante nastri trasportatori chiusi che permetteranno di evitare qualunque rischio di dispersione di polveri durante il trasporto. Inoltre il piano prevede l'installazione di un ciclo combinato a gas da 400 MW in sostituzione dei due gruppi a carbone fermi da tempo. In totale a Brindisi sono previsti circa 300 milioni di euro di investimenti⁴⁵.

L'iter di riconversione delle centrali già esistenti prosegue lentamente:

⁴⁵ Quotidiano Energia 31-1-07.

- è stato avviato l'iter autorizzativo per la riconversione a carbone della centrale di Porto Tolle in provincia di Rovigo, la cui produzione a regime sarà di 16,5 miliardi di kWh all'anno destinati al carico di base. Nel luglio 2005 si è svolta presso il Ministero delle Attività produttive la prima conferenza dei servizi relativa al progetto e a dicembre è stata raggiunta un'intesa tra Enel e Regione Veneto per la realizzazione di tre gruppi a carbone (invece dei quattro inizialmente previsti) per complessivi 1.980 MW e un investimento di oltre 1,5 miliardi di euro;
- il progetto di riconversione a carbone della centrale di Torre Valdaliga Nord a Civitavecchia (Enel), alimentata ad olio combustibile, è entrato nella fase esecutiva con lo smantellamento di uno dei quattro vecchi gruppi. Tali processi proseguono con notevoli ostacoli, soprattutto per la contrarietà manifestata dalle amministrazioni locali;
- il progetto di riconversione della centrale di Rossano Calabro è stato definitivamente abbandonato a causa delle opposizioni locali.

3.4 Le emissioni di gas ad effetto serra

3.4.1 Andamento delle emissioni di gas ad effetto serra in Italia

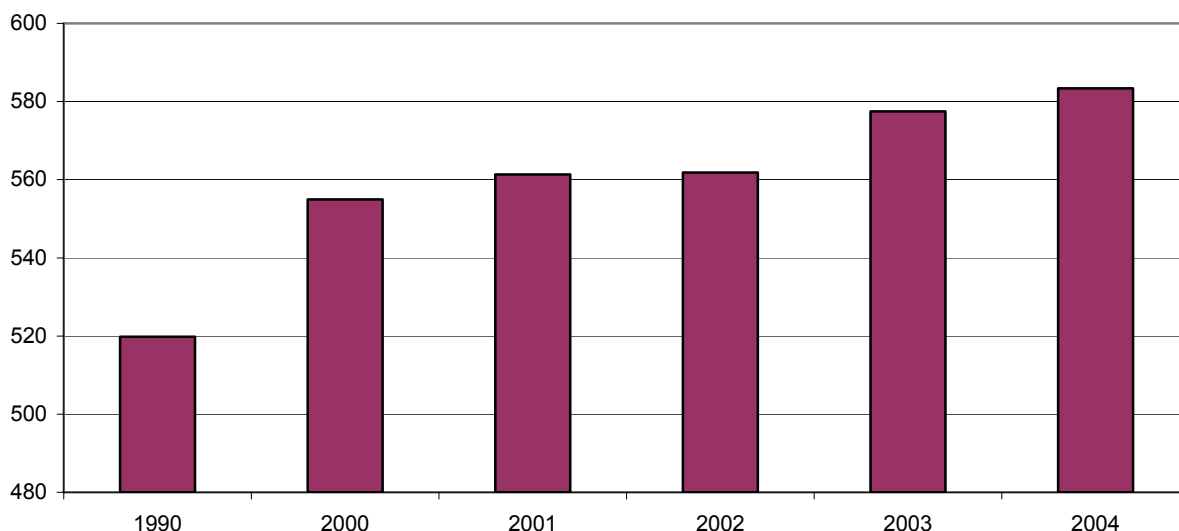
Introduzione

I gas ad effetto serra, oggetto del Protocollo di Kyoto, sono i seguenti: anidride carbonica (CO₂), metano (CH₄), protossido di azoto (N₂O), esafluoruro di zolfo (SF₆), idrofluorocarburi (HFC), perfluorocarburi (PFC). In questa parte vengono analizzate, relativamente all'Italia, le serie storiche delle emissioni dei suddetti gas e dei settori economici che ne sono la fonte.

La serie storica prende inizio dal 1990 in quanto tale anno rappresenta l'anno base per il calcolo delle riduzioni delle emissioni nell'ambito del Protocollo di Kyoto.

Durante l'arco di tempo preso in esame (1990-2004) le emissioni di gas ad effetto serra sono aumentate di circa il 12,2% passando da 519,8 Mton CO₂eq del 1990 a 583,3 Mton CO₂eq del 2004. In figura 3.54 vengono riportati i valori delle emissioni di gas ad effetto serra per l'anno 1990 e per il periodo 2000-2004.

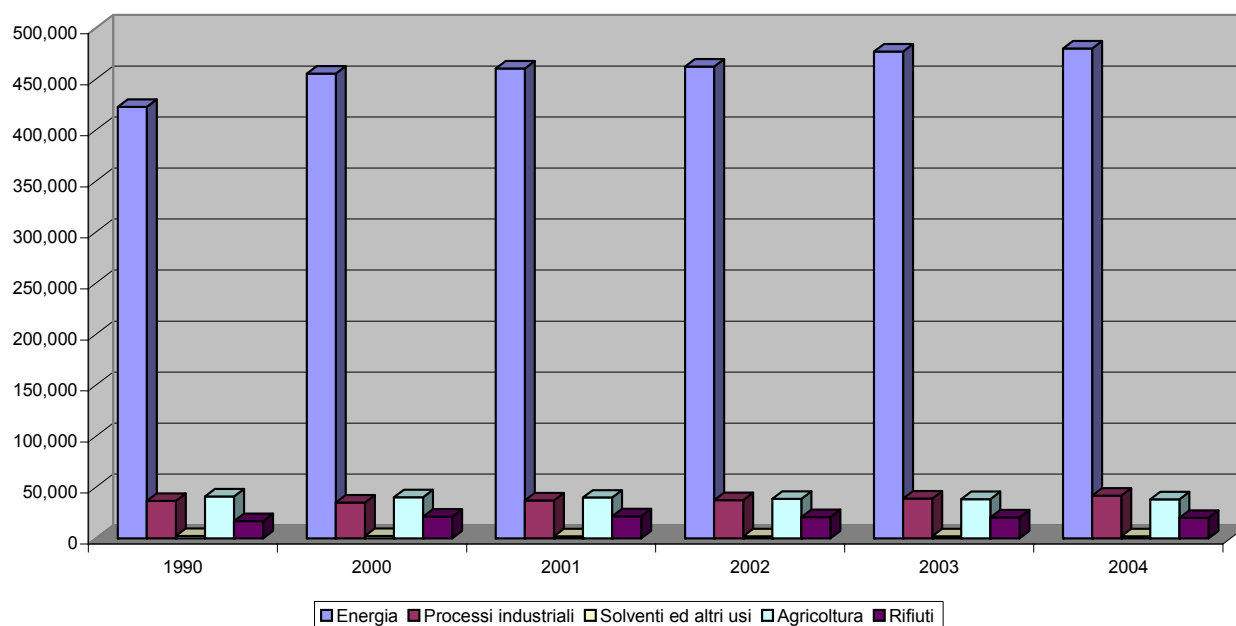
Figura 3.54 - Emissioni totali di gas ad effetto serra in Italia. Anni 1990-2004 (Mton di CO₂ equivalenti)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati APAT ed Agenzia Europea dell'Ambiente, 2006

Il settore economico, che in modo predominante ha contribuito alle emissioni, è stato, come ragionevole aspettarsi, quello energetico (figura 3.55). Tale settore ha visto, nel periodo considerato, aumentare le proprie emissioni di circa il 13,6% passando da 422,5 Mton CO₂eq. nel 1990 a 480 Mton CO₂eq nel 2004. Il contributo percentuale delle emissioni di questo settore rispetto al totale è stato di circa 81,3% nel 1990 a di circa 82,4% nel 2004.

Figura 3.55 - Italia: emissioni totali di gas ad effetto serra per settore (Mton di CO_{2eq})



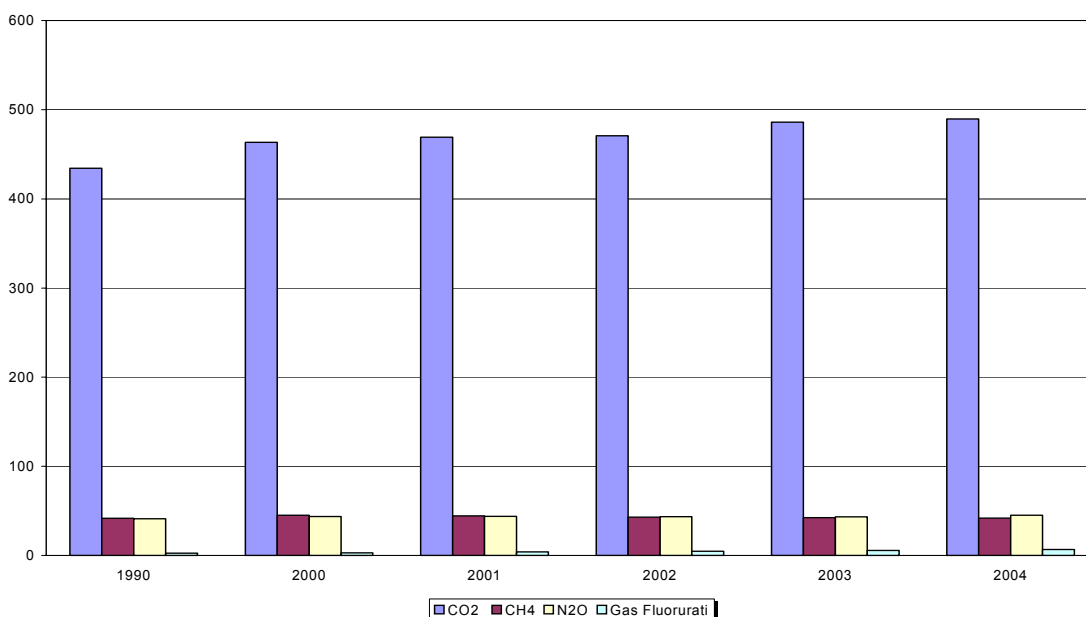
Fonte: elaborazioni ENEA su dati APAT ed Agenzia Europea dell'Ambiente, 2006

Gli altri settori economici che hanno dato un contributo apprezzabile sono stati quello relativo ai processi industriali e quello relativo all'agricoltura con rispettivamente il 7,2% ed il 6,6%, tuttavia mentre il primo ha registrato un aumento di circa il 15% nel periodo considerato, l'agricoltura ha diminuito il suo contributo alle emissioni di circa il 11,3%.

Inoltre il settore dei rifiuti con un contributo che nel tempo si è mantenuto intorno al 3,5% ha mostrato un aumento di circa il 20% nel periodo considerato.

Infine il settore dei solventi organici rappresenta una quota molto trascurabile rispetto al totale (circa lo 0,4%) e mostra una diminuzione delle proprie emissioni nel periodo considerato di circa il 12,3%.

Figura 3.56 - Italia: emissioni dei gas ad effetto serra considerati nel Protocollo di Kyoto (Mton di CO_{2eq})



Fonte: elaborazioni ENEA su dati APAT ed Agenzia Europea dell'Ambiente, 2006

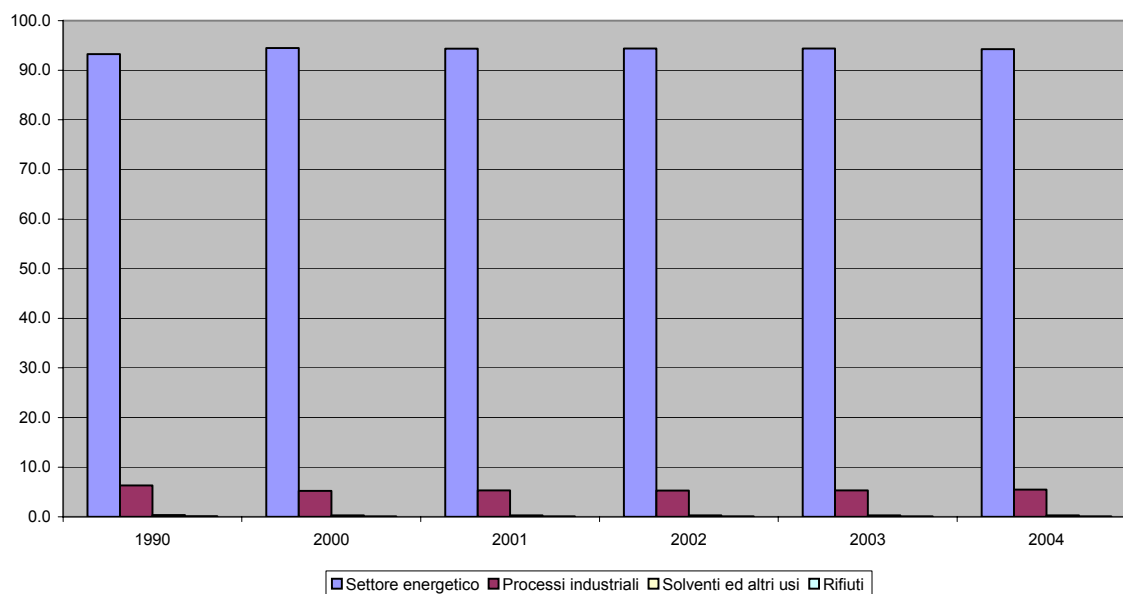
Anidride carbonica

Le emissioni di CO₂ (figura 3.56) sono state, nel periodo considerato, la parte di gran lunga più significativa delle emissioni di gas ad effetto serra, rappresentando per tutto l'arco di tempo più del 83% delle emissioni totali ed arrivando a circa l'84% nel 2004. Le emissioni di CO₂ nel periodo considerato sono aumentate di circa il 12,7%.

Il settore che in modo pressoché assoluto ha contribuito alle emissioni di CO₂ è stato quello energetico, mantenendo la sua percentuale sopra il 93% e registrando nel periodo in esame una aumento di circa il 14% (figura 3.57)

Data la rilevanza dell'argomento, si è ritenuto opportuno esaminare in maggior dettaglio le emissioni di CO₂ dal settore energetico nel paragrafo successivo.

Figura 3.57 – Italia: contributo settoriale alle emissioni di anidride carbonica (%)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati APAT ed Agenzia Europea dell'Ambiente, 2006

Metano

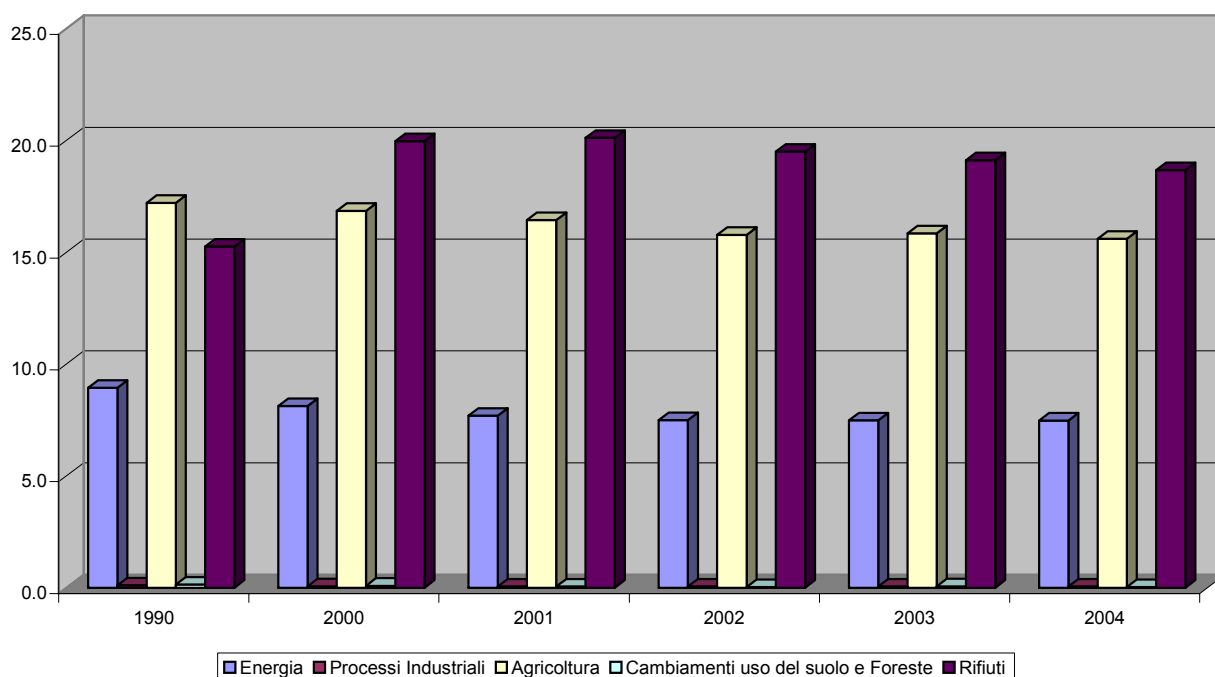
Le emissioni di metano (figura 3.58) hanno fornito un contributo apprezzabile alle emissioni totali di gas ad effetto serra con una quota di circa 7,2% con una leggera flessione rispetto a quella del 1990, che era di circa l'8%. Le emissioni di metano hanno registrato un aumento fino alla metà degli anni 90 per poi ritornare praticamente ai valori del 1990.

Il settore che ha contribuito in modo più significativo è stato quello dei rifiuti, essendo il metano prodotto dalla fermentazione anaerobica di rifiuti organici nelle discariche. Tale settore ha rappresentato nel 2004 una quota pari al 44% ed registrato con un aumento delle emissioni del 22,4% rispetto al 1990 (figura 3.58).

Molto importante è stato il contributo del settore agricolo con un valore nel 2004 pari a circa il 37,3%. Tale contributo, che è stato dovuto prevalentemente all'allevamento, ha mostrato nel periodo considerato una tendenza alla diminuzione.

Significativo è stato il contributo del settore energetico, con una quota al 2004 di circa il 18%, settore che ha mostrato tuttavia una tendenza alla diminuzione nel periodo considerato a seguito di un calo dell'attività di estrazione del gas naturale.

Figura 3.58 - Contributo settoriale percentuale alle emissioni di metano (Mton CO₂eq)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati APAT ed Agenzia Europea dell'Ambiente, 2006

Perossido di azoto

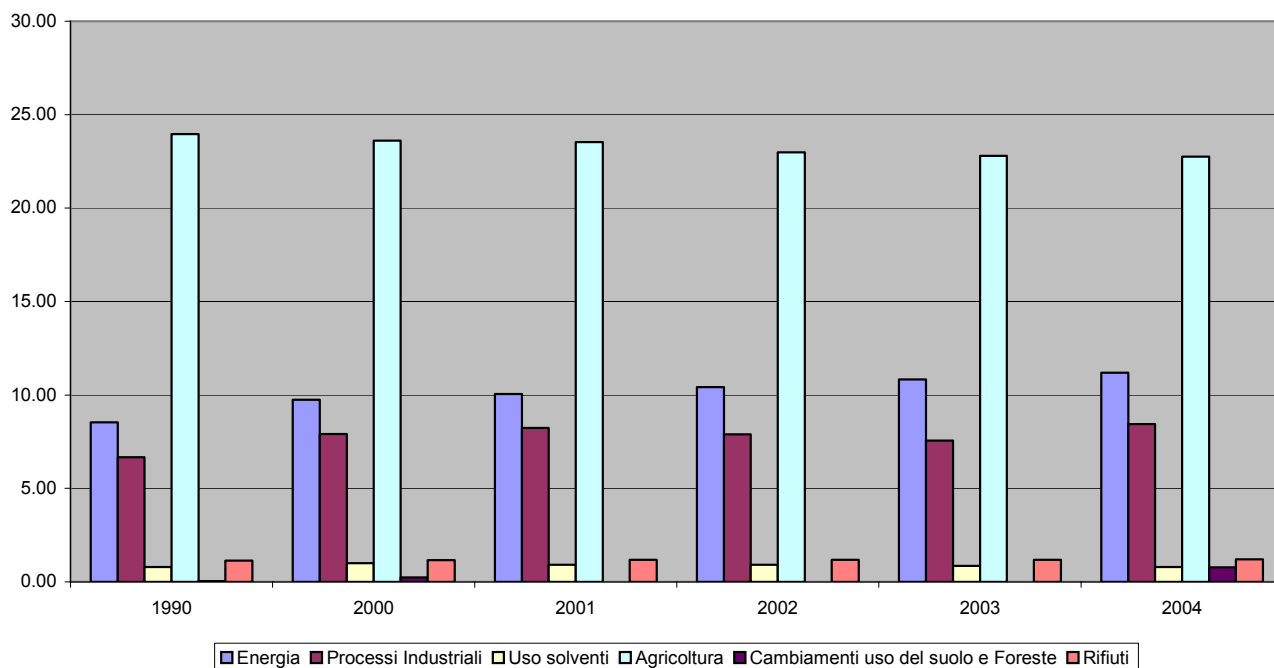
Le emissioni di perossido di azoto (figura 3.59) hanno rappresentato nel 2004 una quota pari a circa il 7,2% con una diminuzione rispetto al valore di circa l'8% del 1990. Le emissioni di tale gas sono aumentate nel periodo di circa il 10%.

Il settore che più ha contribuito alle emissioni è stato quello agricolo, principalmente a causa dell'uso dei fertilizzanti. Tali emissioni hanno registrato nel periodo una diminuzione di circa il 5% (figura 3.59).

Altri settori che hanno contribuito in modo significativo alle emissioni sono quelli relativi all'energia ed ai processi industriali, con una quota al 2004 rispettivamente di circa il 25% e di circa il 19%. Ambedue i settori hanno registrato un aumento nel periodo considerato, quello energetici di circa il 31% e l'altro di circa il 27%.

Marginali sono stati i contributi relativi a quelli dell'uso dei solventi ed altri usi, quello dei rifiuti e quello dell'uso del suolo.

Figura 3.59 - Contributo settoriale percentuale alle emissioni di perossido di azoto (Mton CO₂eq)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati APAT ed Agenzia Europea dell'Ambiente, 2006

Gas fluorurati

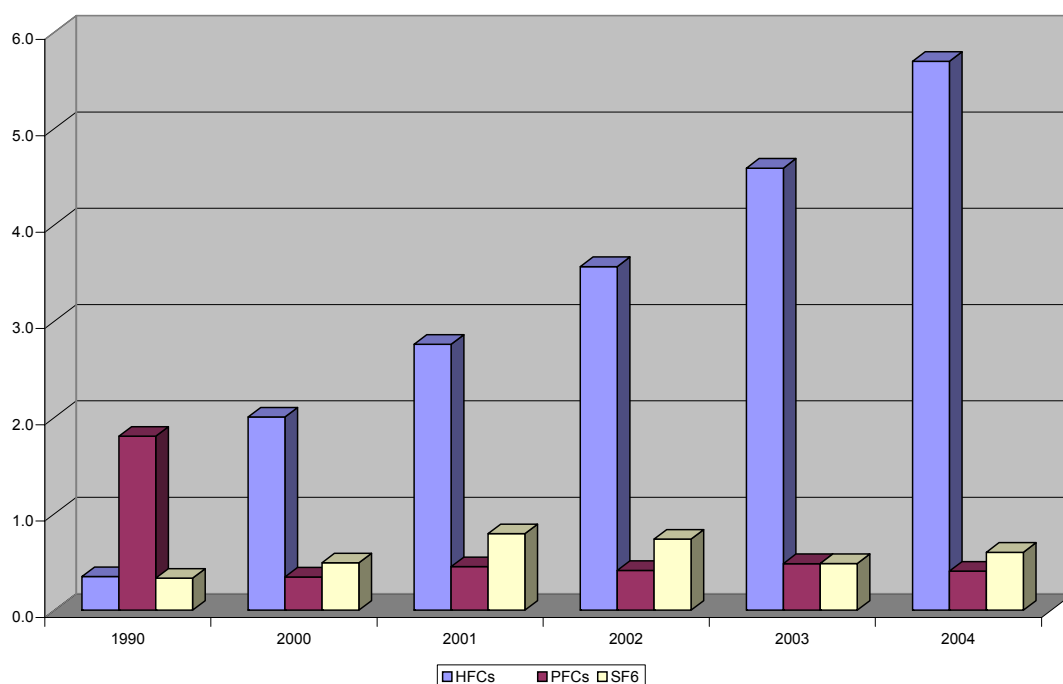
Le emissioni di gas fluorurati (figura 3.60) forniscono in generale un contributo molto modesto alle emissioni di gas ad effetto serra, rappresentando nel 2004 una quota pari a circa l'1,1%. Tuttavia le emissioni sono aumentate nel periodo di circa il 169%. La loro origine è collegata soltanto ai processi industriali, in quanto prodotti diretti dell'industria chimica.

La famiglia di gas che ha maggiormente contribuito alle emissioni è stata quella degli idrofluorocarburi (HFC), che ha aumentato di circa sette volte le proprie emissioni nel periodo considerato (figura 3.60). La causa di tale aumento risiede principalmente nel fatto che tali gas sono stati utilizzati in sostituzione dei clorofluorocarburi (CFC), ritenuti responsabili della distruzione dello strato di ozono stratosferico.

Un rilevante aumento delle emissioni è stato registrato per l'esafluoruro di zolfo (SF_6) con un valore di circa l'81% nel periodo in esame. Tale aumento è dovuto al rilevante uso di tale gas nell'industria elettrotecnica.

Infine i perfluorocarburi hanno registrato una forte riduzione nel periodo, circa il 22%, essendo la loro emissione collegata alla produzione dell'alluminio.

Figura 3.60 - Emissioni di gas fluorurati (Mton CO2eq)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati APAT ed Agenzia Europea dell'Ambiente, 2006

3.4.2 Le emissioni di CO₂ dal sistema energetico in Italia

Il gas climalterante più importante in termini di emissioni è la CO₂. Le emissioni di CO₂ costituiscono, nell'ambito dei Paesi dell'Annesso 1, oltre l'80% delle emissioni di tutti i gas coperti dal Protocollo di Kyoto.

Data la predominanza delle emissioni di CO₂ rispetto agli altri gas ad effetto serra, e visto che il settore energetico costituisce la fonte di emissione prevalente, nel seguito saranno trattate esclusivamente le emissioni di CO₂ dal settore energia; tale scelta, nonostante l'elevato potenziale di riscaldamento globale del metano, del protossido di azoto e dei fluorocarburi è giustificata dal fatto che solo una quantità limitata delle emissioni di tali gas deriva direttamente dal settore energetico e quindi le politiche necessarie per il loro contenimento attengono principalmente ad altri settori produttivi quali ad esempio l'agricoltura. L'analisi sarà limitata all'Italia e all'Unione europea nel suo complesso.

I dati qui ripresi e commentati sono pubblicati annualmente dall'Agenzia Europea dell'Ambiente, a cui si rimanda per il dettaglio delle emissioni complessive e per comprendere la metodologia e la complessità del processo di stima delle emissioni di gas ad effetto serra.

Nella tabella 3.61 sono indicate le emissioni di CO₂ dal sistema energetico in Europa (EU-15) ed in Italia per il periodo 1990-2004. Le stime per l'Europa indicano un aumento di 132 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa pari a un +3,8% rispetto all'anno base 1990, mentre l'Italia, per cui le stime indicano maggiori emissioni per 58,6 Mt, ha avuto un incremento superiore al 14% (figura 3.61).

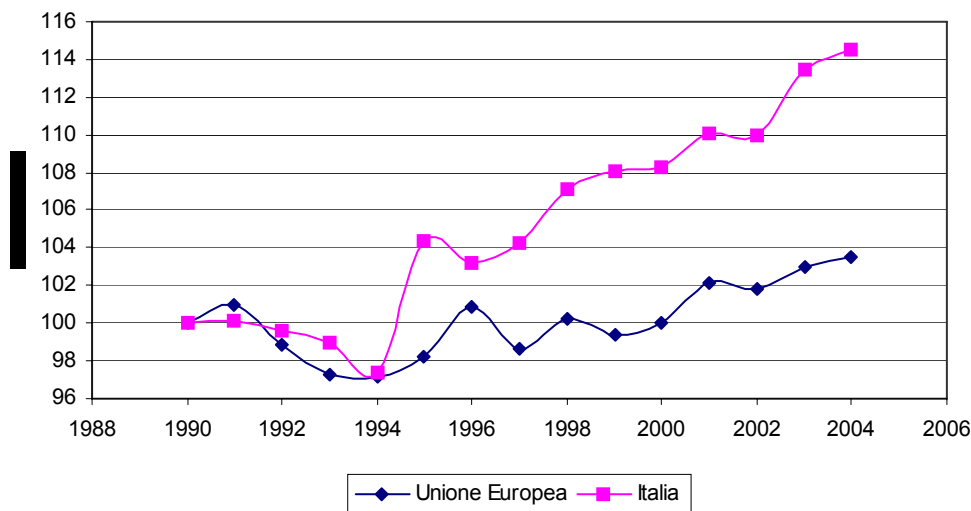
Tabella 3.61 - Emissioni di CO₂ dal sistema energetico in Europa. Anni 1990-2004 (Tg)

	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004
Europa (EU-15)	3146	3110	3059	3174	3157	3149	3208	3278
Italia	403	401	389	413	429	434	441	461
Italia % su EU	12,8	12,9	12,7	13,0	13,6	13,8	13,7	14,1

Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2005

Questo consistente aumento porta l'Italia ad assumere un peso emissivo maggiore in Europa. Tra i 15 Paesi membri oggi l'Italia è infatti il terzo, con il 14,1% delle emissioni complessive, dopo la Germania e il Regno Unito.

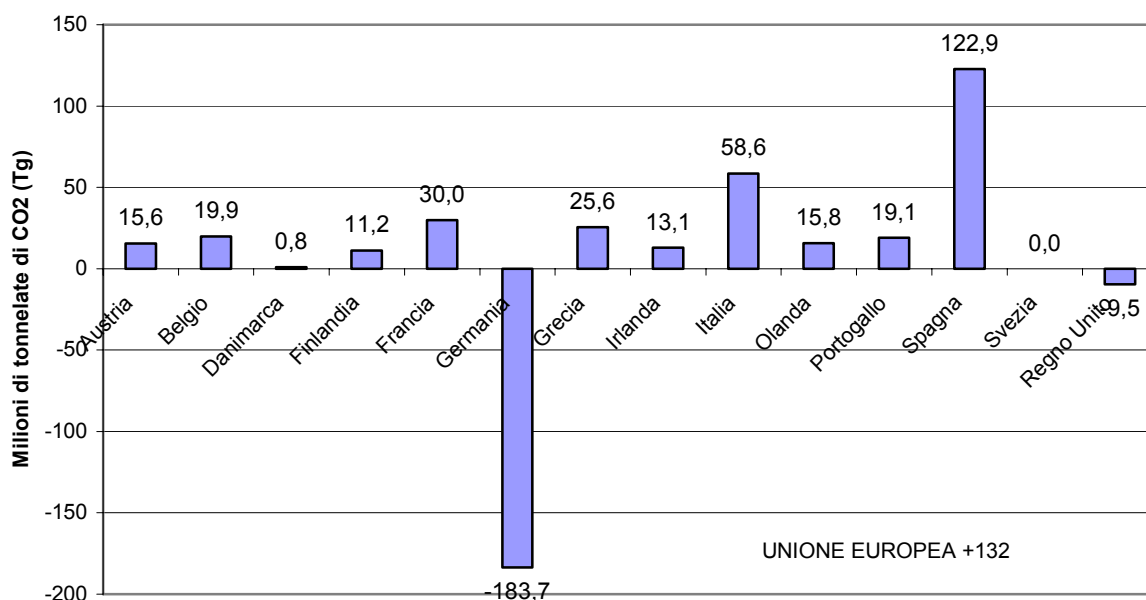
Figura 3.61 - Emissioni di CO₂ dal sistema energetico in Italia ed in Europa (numeri indice 1990=100). Anni 1990-2004



Fonte: elaborazioni ENEA su dati Agenzia Europea dell'Ambiente, 2006

Tuttavia l'evoluzione delle emissioni di CO₂ dal settore energetico non è stata la medesima per tutte le nazioni europee (figura 3.62): due Paesi, Regno Unito e Germania, hanno ridotto le loro emissioni rispetto all'anno base in virtù, rispettivamente, dell'introduzione nel mercato britannico del metano dei mari del nord e, per quanto riguarda la Germania, per la chiusura degli impianti dell'ex Repubblica Democratica Tedesca.

Figura 3.62 - Emissioni di CO₂ dal sistema energetico nei Paesi europei. Differenze tra le emissioni dell'anno base e il 2004 (Tg)

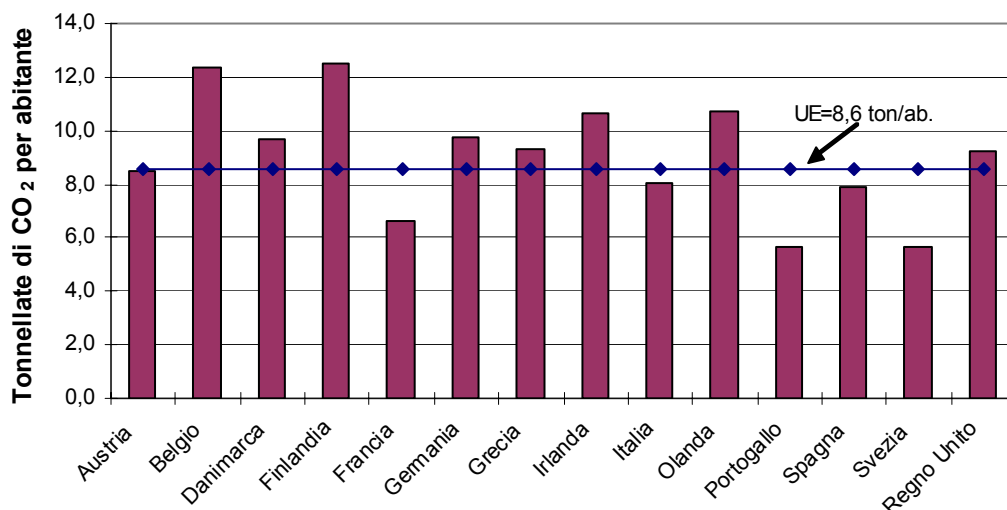


Fonte: elaborazioni ENEA su dati Agenzia Europea dell'Ambiente, 2006

Spagna, Italia, Francia e Grecia hanno invece mostrato gli aumenti più significativi in termini assoluti, mentre Portogallo e Irlanda quelli percentualmente più elevati rispettivamente +47,9% e +44,0%. Al fine del raggiungimento degli obiettivi europei la Spagna e l'Italia, che nel complesso contribuiscono per il 24% al totale europeo sono i Paesi dove è più urgente mettere in atto politiche capaci di diminuire la crescita delle emissioni dal settore energetico.

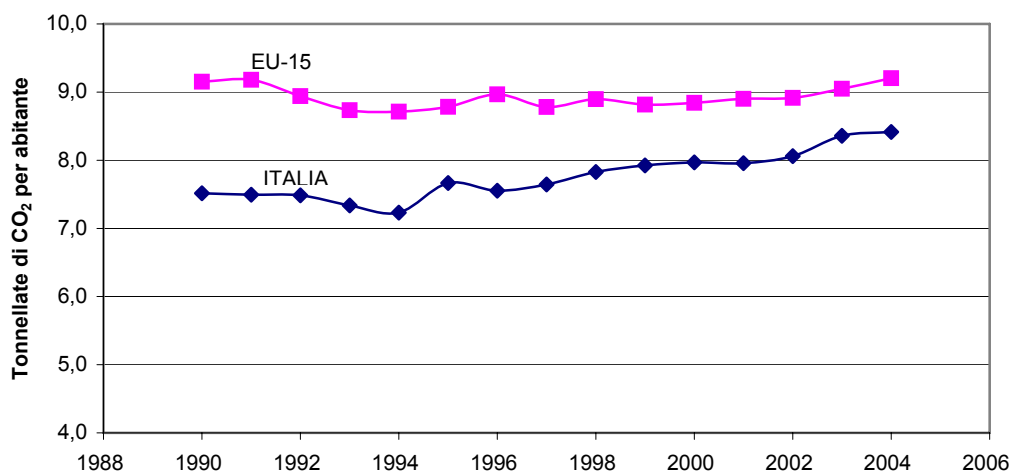
Nella figura 3.63 è mostrato il valore delle emissioni pro capite che, pur se in maniera grossolana, testimonia le differenze delle condizioni climatiche e dei sistemi energetici ed industriali dei diversi Paesi. Germania e Regno Unito, che hanno ridotto moltissimo le loro emissioni, mostrano valori superiori alla media europea, così come i Paesi freddi (Finlandia, Belgio, Olanda e Danimarca), mentre i Paesi mediterranei, ad eccezione della Grecia, mostrano valori inferiori alla media. Nel decennio passato l'indice pro capite è leggermente ma continuamente aumentato per l'Italia, mentre in Europa, tale indice è leggermente diminuito per il periodo 1990-2002 per poi aumentare negli anni 2003 e 2004 fino a ritornare all'incirca al valore del 1990 (figura 3.64).

Figura 3.63 – Emissioni pro capite nei Paesi dell'Unione europea. Anno 2004 (t CO₂)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati Agenzia Europea dell'Ambiente, 2006

Figura 3.64 – Andamento delle emissioni pro-capite in Italia e in Europa. Anni 1990-2004 (t CO₂)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati Agenzia Europea dell'Ambiente, 2004

I risultati italiani possono essere meglio compresi analizzando i diversi macrosettori in cui le cosiddette emissioni energetiche sono suddivise.

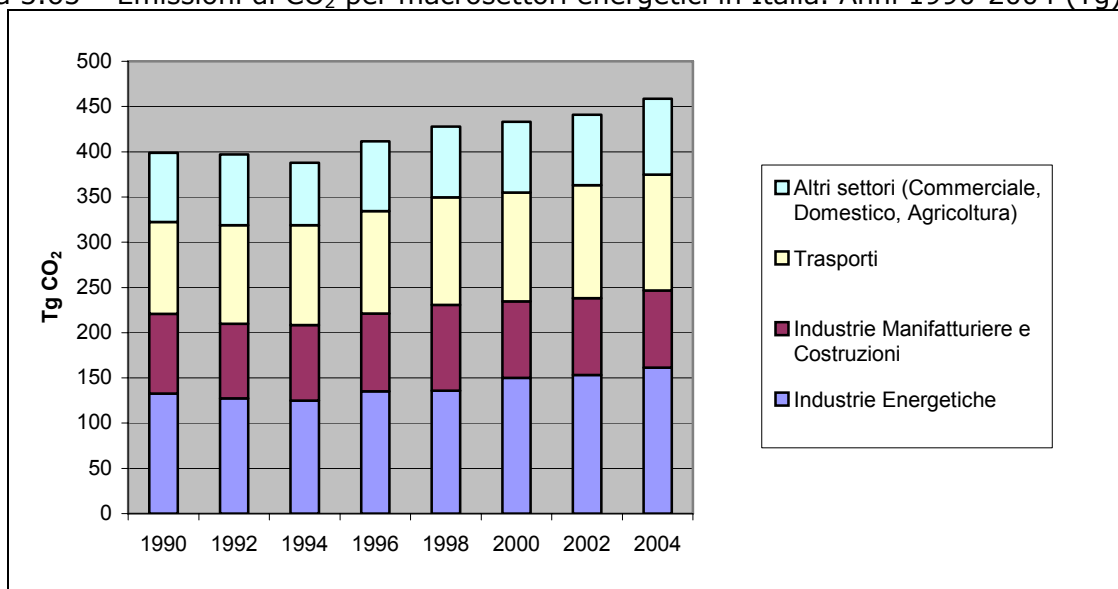
Nel 2004 in Italia il settore energetico nel suo complesso è stato responsabile dell'emissione di circa 461 Mt di anidride carbonica (tabella 3.62). Di queste, circa il 34% è emesso dalla produzione e trasformazione dell'energia, seguito dal settore dei trasporti con il 28%, dalle industrie manifatturiere e delle costruzioni con il 19% e dal settore residenziale/commerciale con circa il 18%.

Tabella 3.62 - Emissioni di CO₂ dal sistema energetico in Italia. Anno 2004 (Gg)

	2004
Totale emissioni CO₂ (Gg)	461.284
Di cui da:	
▪ Industrie energetiche	160.903
▪ Industrie manifatturiere e costruzioni	85.351
▪ Trasporti	128.008
▪ Altri settori (Commerciale, Domestico, Agricoltura)	84.109
▪ Altro	2913

Fonte: APAT, 2006

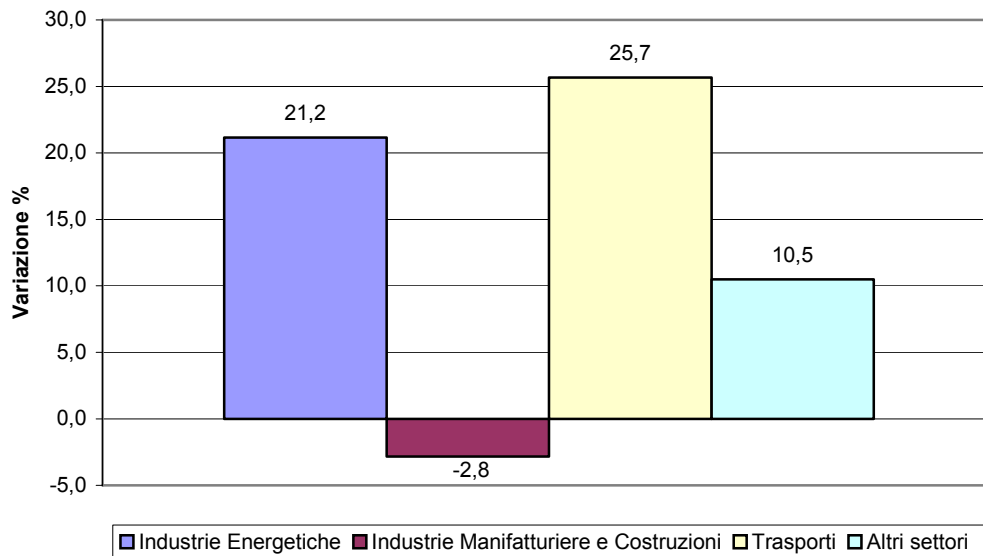
Figura 3.65 – Emissioni di CO₂ per macrosettori energetici in Italia. Anni 1990-2004 (Tg)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati APAT, 2006

Nella figura 3.65 è illustrata l'evoluzione dei macrosettori su base biennale per il periodo 1990-2004; da essa risulta evidente come le emissioni da industrie energetiche siano aumentate significativamente nel decennio passato anche se con un andamento altalenante, mentre il settore dei trasporti ha avuto un incremento costante senza alcuna oscillazione. Confrontando i dati attuali con quelli del 1990 si evidenzia come il settore dei trasporti ha avuto l'incremento più elevato (+25.7%), seguito dal settore della produzione e trasformazione energetica con un incremento di circa 21.2 punti percentuali, non trascurabile anche l'aumento del 10.5% che si è osservato nei settori residenziale e terziario. Il solo settore delle industrie manifatturiere e delle costruzioni ha evidenziato una contrazione del livello di emissioni (-2.8%) e se ciò è attribuibile in parte a un miglioramento delle tecnologie impiegate e a una migliore efficienza energetica, nondimeno ha giocato un peso la crisi produttiva di alcuni comparti industriali.

Figura 3.66 – Variazione delle emissioni di CO2 nei principali macrosettori energetici in Italia. Anni 1990-2004 (%)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati APAT, 2006

Risulta evidente che nei settori della produzione e generazione di energia e nel settore dei trasporti è necessario invertire la tendenza se si vuole raggiungere l'obiettivo di riduzione assegnato all'Italia, ma mentre nel settore della generazione di energia si attende che il completamento del processo di liberalizzazione e l'entrata in funzione di nuove e più efficienti centrali di produzione portino benefici concreti in termini di riduzione complessive dei gas serra così come di inquinanti più tradizionali, nel settore dei trasporti non si intravedono segnali di un cambiamento di tendenza. Le nuove tecnologie ipotizzate sono ancora lontane dalla loro introduzione e diffusione mentre l'ulteriore miglioramento di quelle già introdotte da tempo potrà portare benefici parziali, ma che rischiano di essere superati dall'aumento del parco circolante e delle percorrenze medie.

***CAPITOLO 4 : IL GOVERNO DEL SISTEMA ENERGETICO TRA
ESIGENZE LOCALI ED OBIETTIVI NAZIONALI***

CAPITOLO 4 IL GOVERNO DEL SISTEMA ENERGETICO TRA ESIGENZE LOCALI ED OBIETTIVI NAZIONALI

L'energia è materia a legislazione concorrente Stato-Regioni; con il Decreto 112/98, il Sistema Energetico Nazionale è infatti governato dalle competenze centrali dello Stato e dalle competenze delle Regioni che, in questi ultimi anni, hanno assunto nuove e impegnative responsabilità nell'attuazione dei processi di decentramento.

Quasi tutte le Regioni hanno predisposto, e in gran parte attuato, i Piani Energetici Ambientali con l'obiettivo di determinare le condizioni più favorevoli di incontro della domanda e dell'offerta di energia avendo come obiettivi l'efficienza energetica e l'impiego delle fonti rinnovabili disponibili e più convenienti, attraverso il ricorso a tecnologie innovative di produzione energetica, per elevare la qualità dei servizi energetici a rete sul proprio territorio, talvolta anche promuovendo la sperimentazione di sistemi locali di produzione-consumo.

In questi stessi anni ha assunto poi sempre più rilievo la valenza ambientale delle politiche energetiche e la stretta relazione esistente tra le modalità di utilizzo delle risorse energetiche ed il valore complessivo di emissioni climalteranti che si determina. A questo riguardo le Regioni hanno saputo tradurre gli obiettivi nazionali di contenimento delle emissioni di CO₂ in indirizzi di Piano Energetico (che per questo motivo è divenuto energetico-ambientale) evidenziando entità ed efficacia ambientale delle varie opzioni e scelte tecnologiche previste negli scenari di Piano.

Le direttive europee sulla liberalizzazione dei mercati dell'energia (gas ed energia elettrica) e le incertezze sugli approvvigionamenti internazionali, unite alle carenze infrastrutturali italiane hanno poi riportato fortemente in primo piano l'esigenza primaria di garantire adeguati servizi energetici a rete all'intero sistema Paese ed a tal fine favorire il formarsi di un sistema produttivo nazionale complessivamente competitivo. Le preoccupazioni di possibili ostacoli che si sarebbero determinati a livello regionale-locale nei confronti dei necessari processi di innovazione e ristrutturazione del sistema energetico nazionale che dovevano essere messi in moto, hanno determinato a livello politico nazionale una sorta di ripensamento sul processo di decentramento energetico avviato, e di messa in discussione dello stesso istituto della legislazione concorrente basata sulla legislazione statale di principio e sulla legislazione regionale di dettaglio.

Il Sistema soffre ancora per un insufficiente collegamento tra i soggetti istituzionali preposti e, a livello nazionale, si sente l'assenza di indirizzi, regole ed obiettivi, necessari per un corretto sviluppo del decentramento. D'altro canto le ultime iniziative legislative ed i pareri espressi su queste dalle Regioni attraverso la Conferenza Unificata sembrano avviare una nuova fase di "cooperazione" caratterizzata da una maggiore definizione e precisazione puntuale delle linee di indirizzo da parte dello Stato associata però ad una "intesa" da realizzare con le Regioni.

4.1 Il ruolo delle Regioni nel governo del sistema energetico

Il processo di decentramento nella politica energetica si era già avviato con la legge 10/91 che assegnava alle Regioni il compito di predisporre i Piani Energetici Regionali, per indirizzare il sistema di incentivi di propria competenza alle iniziative volte alla riduzione del consumo di energia e alla valorizzazione delle fonti rinnovabili.

Con la Legge 15 marzo 1997, n. 59 (legge Bassanini), che prevedeva il conferimento alle Regioni e agli Enti locali, nell'osservanza del principio di sussidiarietà, di tutte le funzioni e i compiti amministrativi relativi allo sviluppo delle rispettive comunità, nel settore dell'energia risultano conservati alla competenza statale unicamente i compiti di "rilievo nazionale"

Con il Decreto Legislativo 31 marzo 1998, n. 112 (attuazione della legge 59/97), gli art. 29 e 30 precisano le competenze di Regioni e degli Enti Locali in materia di energia tra cui anche alcune procedure come l'autorizzazione delle reti elettriche con tensione uguale o inferiore a 150 kV, l'autorizzazione per la costruzione e l'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e da rifiuti, nonché da fonti convenzionali con potenza inferiore a 300 MWt.

La riforma del titolo V della Costituzione, attuata con la legge 3/2001 confermata da referendum, ha posto l'energia tra le materie a potestà legislativa concorrente tra Stato e Regioni; ciò vuol dire che in questa materia è riservata allo Stato la definizione degli indirizzi e dei principi fondamentali.

Spettano allo Stato le seguenti funzioni:

- la supervisione sull'esecuzione a livello nazionale degli obblighi comunitari ed internazionali;
- l'elaborazione degli obiettivi e delle linee guida della politica energetica nazionale;
- l'adozione degli atti di indirizzo e coordinamento per la programmazione energetica a livello regionale;
- le competenze di sicurezza energetica nazionale, di importazione, esportazione e stoccaggio di energia;
- la definizione delle condizioni generali di sicurezza negli impianti.

Lo Stato ha potestà legislativa esclusiva in materia di "tutela della concorrenza" e di "tutela dell'ambiente" attraverso le quali vengono fissate regole di funzionamento dei mercati e determinati standard minimi ed uniformi a livello nazionale per la tutela ambientale, talvolta non modificabili dalle Regioni in ragione della tutela della concorrenza e del divieto d'imporre limiti alla circolazione delle merci.

Alle Regioni spetta la potestà legislativa anche regolamentare, con alcune limitazioni derivanti dalla necessità di proteggere l'integrità e la funzionalità dell'intero sistema energetico italiano; in particolare compete alla Regione:

- l'individuazione di "vincoli derivanti dall'ordinamento comunitario" con un potere sostitutivo del governo nei confronti delle Regioni in caso di mancato rispetto della normativa comunitaria;
- la formulazione degli obiettivi della politica energetica regionale;
- la localizzazione e realizzazione degli impianti di teleriscaldamento
- lo sviluppo e la valorizzazione delle risorse endogene e delle fonti rinnovabili;
- il rilascio delle concessioni idroelettriche;
- la certificazione energetica degli edifici;
- la garanzia delle condizioni di sicurezza e compatibilità ambientale e territoriale ;
- la sicurezza, l'affidabilità e la continuità degli approvvigionamenti regionali.

Tutte le Regioni hanno emanato le loro leggi regionali in materia energetica; nelle leggi regionali sono definiti i compiti regionali, provinciali e locali, provvedendo ad ampliare le responsabilità e le capacità decisionali presso le amministrazioni del territorio.

Le Leggi regionali sono impostate tenendo conto degli indirizzi della politica energetica nazionale e di quella dell'Unione Europea, con la finalità di promuovere lo sviluppo sostenibile.

I principali obiettivi previsti riguardano il risparmio e l'efficienza energetica, lo sviluppo delle fonti rinnovabili, la riduzione delle emissioni inquinanti, la promozione delle attività di ricerca applicata, l'innovazione ed il trasferimento tecnologico per sistemi ad alta efficienza energetica. Particolare riguardo è dato alla tutela dei consumatori, con il proponimento di agire anche dal lato della domanda. L'esercizio delle funzioni regionali è regolato da una parte con gli Enti Locali e, dall'altra, con le disposizioni nazionali. Tra le funzioni principali che la Regione esercita vi è quella di definizione, approvazione e attuazione del Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) e del suo aggiornamento alla luce dei risultati ottenuti. Inoltre le Regioni prestano attenzione allo sviluppo ed alla qualificazione dei servizi energetici di interesse regionale, alle procedure delle autorizzazioni, d'intesa con gli Enti Locali interessati, alla costruzione e all'esercizio degli impianti di produzione di energia di potenza superiore ai 50 MW termici

alimentati da fonti convenzionali e rinnovabili, da esercitarsi nel rispetto delle competenze riservate allo Stato dalle disposizioni legislative vigenti.

La necessaria regolazione dei mercati è competenza statale, la pianificazione energetica dovrebbe realizzarsi attraverso linee di indirizzo a livello nazionale concertate d'intesa con le Regioni (Piano di Indirizzi Energetico Nazionale) che si articolano in Piani Regionali elaborati allo scopo di fornire linee di fattibilità, strumenti e risorse individuate a livello locale tenuto conto delle specificità dei vari sistemi produttivi e delle compatibilità territoriali.

L'articolazione in Piani regionali consente anche un miglior monitoraggio sugli obiettivi da perseguire a livello nazionale in materia di abbattimento delle emissioni climalteranti (soprattutto CO₂), contributo delle fonti rinnovabili al consumo interno lordo, efficienza nei consumi ecc).

Le Regioni sono tenute anche a svolgere l'esercizio del potere sostitutivo sugli Enti Locali in caso di persistente inattività degli stessi nell'esercizio delle funzioni ad essi attribuite.

Le Regioni hanno inoltre in programma lo sviluppo dei titoli di efficienza energetica (certificati bianchi) e la valorizzazione delle fonti rinnovabili (certificati verdi), per i progetti localizzati sul territorio regionale. Nelle leggi regionali sull'energia, sono definite anche le funzioni delle Province e dei Comuni. Le prime hanno il compito di approvare e attuare il Piano-Programma per il risparmio energetico e l'uso delle fonti rinnovabili, nonché di autorizzare l'installazione e l'esercizio degli impianti non riservati alle competenze dello Stato e delle Regioni. I Comuni devono, dal canto loro, approvare programmi e attuare i progetti atti a qualificare energeticamente il sistema urbano, nei vari campi di intervento.

Il coordinamento ed il confronto tra i diversi livelli di governo che intervengono nella politica energetica, intesa in senso lato, avvengono nella Conferenza Stato-Regioni e nella Conferenza Unificata, organi previsti per legge, composti da rappresentanti delle varie istituzioni coinvolte. Nella tabella in appendice al Capitolo viene sintetizzata la normativa in campo energetico emanata dalle Regioni e dalle Province Autonome di Trento e Bolzano negli ultimi anni.

La normativa presenta punti comuni alle varie Regioni come gli atti di recepimento del Decreto Legislativo 112/98, l'emanazione di linee guida nella programmazione energetica, la predisposizione di regolamenti attuativi e atti di indirizzo e coordinamento a livello regionale e l'approvazione di veri e propri Piani Energetici territoriali e di recente l'approvazione di alcune leggi regionali "quadro" redatte allo scopo di definire ed attivare, nell'ambito dei programmi regionali di sviluppo, tutte le competenze e gli strumenti di intervento in materia di energia con particolare attenzione ai servizi e alle infrastrutture energetiche.

4.2 – Situazione energetica a livello regionale

Sulla base dei dati dei Bilanci Energetici Regionali (BER), elaborati da ENEA, (si veda la breve nota metodologica in Appendice) è possibile procedere ad una analisi energetica comparata tra le Regioni italiane, che sarà effettuata con gli ultimi dati disponibili relativi al 2004.

Ciascuna Regione ha un sistema energetico fortemente correlato alle sue caratteristiche socio-economiche. La storia, l'economia e la posizione geografica hanno determinato in gran parte anche le caratteristiche energetiche delle Regioni. Oltre i fattori naturali e di sviluppo, le situazioni energetiche regionali sono determinate anche dalle scelte fatte dalle Amministrazioni, sia dal lato dell'offerta (in merito alle tipologie di insediamenti produttivi e di impianti per la produzione, trasformazione e trasporto dell'energia nel proprio territorio) che da quello della domanda (iniziative per favorire usi razionali dell'energia).

Una buona conoscenza del sistema energetico regionale in termini di offerta (produzione, importazione, stoccaggi, trasformazione, reti di trasmissione e distribuzione) e di domanda (livelli di consumi finali per fonti e per settori d'impiego) e, inoltre, la conoscenza dell'efficienza e delle modalità di produzione e consumo, è di fondamentale importanza per l'impostazione delle politiche energetiche da parte delle Regioni.

Le variabili energetiche di base più rilevanti sono la produzione di energia primaria, il consumo lordo, il consumo complessivo finale, la produzione di derivati petroliferi e di energia elettrica,

l'autosufficienza energetica, ed elettrica in particolare; a queste si aggiungono quelle disaggregate (consumi per settori e fonti). A questi poi si aggiungono infine gli indicatori di efficienza energetica calcolati rispetto alle principali variabili fisiche, economiche e demografiche.

La maggior parte delle Regioni consuma più energia di quanta disponibile localmente, in termini di risorse energetiche primarie (tabella 4.1). Come si nota la Regione Emilia Romagna ha avuto la maggiore produzione di energia primaria (gas e petrolio). In diverse altre Regioni si sono prodotte quantità apprezzabili di fonti energetiche. Il consumo interno lordo comprende le quantità prodotte internamente in ciascuna Regione e le relative importazioni, destinate in parte alle trasformazioni per usi interni e in parte "esportate" verso altre Regioni. I consumi finali sono pertanto nettamente inferiori ai rispettivi consumi lordi; solo in poche Regioni i consumi finali sono inferiori o uguali alla produzione primaria.

I consumi finali di energia sono stati ovviamente molto diversi quantitativamente da Regione a Regione: la Lombardia ha consumato il 19,2% del totale nazionale; l'Emilia Romagna il 10,6%, il Piemonte ed il Veneto intorno al 9% ciascuna; seguono altre Regioni come Lazio, Toscana e Puglia. Queste sette Regioni hanno consumato complessivamente oltre il 70% del totale italiano. Anche i consumi finali della Campania e della Sicilia hanno avuto un notevole peso, rispettivamente il 4,9% ed il 5,9% del totale nazionale.

A livello nazionale, nel 2004, la domanda finale di energia è leggermente aumentata (0,5%) rispetto all'anno precedente, mentre nel 2003 si è avuta una forte ripresa dei consumi di fonti di energia, che erano cresciuti del 5,6% rispetto al 2002. Il segno positivo del 2004 ha interessato diverse Regioni, tuttavia i consumi sono diminuiti in Friuli V. G., Liguria, Abruzzo, Molise, Basilicata e Sardegna.

Il deficit più rilevante di energia elettrica nel 2005 (tabella 4.2) si è registrato in Campania con l'81,5%, seguita da un insieme di Regioni, (Veneto, Piemonte, Basilicata, Lombardia e Marche) con deficit fino al 49%. Le Regioni che hanno avuto notevoli superi e che quindi "provvedono ad esportare" sono la Liguria, la Puglia, la Valle d'Aosta, la Provincia di Trento e la Calabria. Il sistema elettrico nazionale appare squilibrato tra le Regioni, con i relativi problemi di perdite di trasmissione. Sarebbe opportuno operare per un graduale riequilibrio tra produzione e richiesta di energia elettrica tra i diversi territori.

Tuttavia, rispetto al 2004 si sono avuti notevoli spostamenti; ad esempio la Regione Emilia Romagna ha aumentato il deficit dal 9% al 16,8%, la Toscana è passata da un deficit del 15,4% ad un deficit del 25,5%. Il Piemonte ha invece diminuito il suo deficit dal 44% al 29,7%, mentre il Veneto è passato da un deficit del 19,2% al 34,8%.

Per quanto attiene ai consumi finali delle varie fonti di energia, la tabella 4.3 riporta per ciascuna Regione e per l'Italia nel suo complesso le quote relative al 2004 e le variazioni annue di ciascuna tipologia rispetto all'anno precedente.

La lettura della tabella mostra significative differenze a livello regionale. In Italia, rispetto al 2003, nel 2004 è stato consumato il 5% in più di combustibili solidi, continuando l'incremento del 2003 che aveva interrotto la serie di continue diminuzioni che aveva contraddistinto la domanda di questi negli ultimi anni. Il consumo di combustibili solidi ha costituito il 3,2% del consumo finale totale dell'Italia; in particolare, a livello delle singole Regioni, spiccano le situazioni della Puglia, della Liguria e della Toscana. Tuttavia, la variazione della domanda di combustibili solidi è stata molto diversificata; ad esempio, in Molise, Campania, Abruzzo e Sardegna il consumo, nel 2004, è quasi totalmente sparito, forti riduzioni si sono avute anche in Friuli V. G. e Sicilia; in altre Regioni, per contro, l'utilizzo di combustibili solidi è fortemente aumentato, come nel caso di Emilia Romagna, Calabria, Marche, Toscana, Veneto, Trentino A. Adige e Valle d'Aosta.

Per i prodotti petroliferi, quasi tutte le Regioni del Sud, più Lazio, Valle d'Aosta e Trentino Alto Adige, hanno consumato quote decisamente superiori a quelle medie nazionali (45,5%). Nel 2004, i consumi nazionali sono diminuiti dello 0,1% rispetto al 2003; forti cali si sono avuti nella domanda interna della Sardegna e della Sicilia, mentre in altre Regioni si sono verificati

discreti aumenti, come in Basilicata, Puglia, Molise, Emilia Romagna, Trentino A. A. e Val d'Aosta.

L'impiego di combustibili gassosi nel 2004 è stato pari al 31,3% a livello nazionale. Tale valore è stato generalmente superato nelle Regioni centrali ed al Nord, ad esclusione di Lazio, Valle d'Aosta e Trentino Alto Adige. La domanda nazionale è aumentata dello 0,3% in un anno, con incrementi consistenti. Riduzioni di consumi si sono avute invece in Campania e Molise.

Le quote di consumo di energia elettrica nelle Regioni sono risultati maggiormente in sintonia con la quota nazionale (18,9%), salvo alcune spiccate differenze come in Sardegna, dove la quota è superiore per l'assenza del gas naturale, ed in Liguria, Emilia-Romagna e Valle d'Aosta, con una quota inferiore per un maggiore utilizzo, rispettivamente, di carbone, combustibili gassosi e prodotti petroliferi. La domanda di energia elettrica è aumentata complessivamente dell'1,5% ed ha riguardato tutte le Regioni ad eccezione della Basilicata e della Sicilia, dove nel 2004, la domanda è diminuita dello 0,3%. L'incremento maggiore si è avuto nel Molise (3,8%).

La domanda di energia ottenuta dall'impiego diretto di fonti rinnovabili nel 2004, in Italia, è aumentata del 9% rispetto al 2003 ed ha costituito l'1% del consumo finale del 2003. Nelle varie Regioni, l'impiego di questa fonte rimane ancora limitato e soggetto all'instabilità dovuta alla peculiarità della sua natura; la quota maggiore di consumi finali si è avuta in Valle d'Aosta (4,5%), seguita da Piemonte e Molise, rispettivamente con 3,3% e 2,7%.

L'analisi dei consumi finali di energia, disaggregati per settore economico (tabella 4.4), nel 2004, mostra che in Italia il 2,4% del consumo finale di energia è stato impiegato nel macrosettore *Agricoltura*, silvicoltura e pesca. Le Regioni del settentrione hanno impiegato una quota inferiore rispetto a quella media nazionale, salvo il caso di Emilia Romagna e Marche; nel centro Italia sono solo Lazio e Toscana a destinare una quota inferiore a quella media nazionale, mentre nel meridione tutte le Regioni hanno destinato quote superiori al 2,4% ad esclusione della Sicilia.

Nel settore *Industria* in Italia è stato impiegato il 31,8% del consumo finale totale e rispetto al 2003, la domanda è diminuita dell'1,4%. Le Regioni italiane nelle quali la domanda di energia destinata all'industria ha rappresentato la maggior parte del rispettivo consumo finale sono state Puglia, Sicilia, Sardegna, Umbria, Toscana, Friuli Venezia Giulia, Veneto e Piemonte, a conferma dell'importanza che rivestono, nell'economia di queste Regioni, i grandi insediamenti industriali, in particolare il petrolchimico ed il siderurgico per la Puglia e il settore petrolchimico e del polo dell'alluminio in Sardegna. Nel Lazio, viceversa, il settore dell'industria ha pesato solo per il 8,9% del relativo consumo finale, indice di un tessuto produttivo costituito prevalentemente da terziario e da piccole-medie imprese appartenenti a settori non energy-intensive. Inoltre, rispetto al 2003, il consumo di energia nel settore in esame, ha avuto un andamento piuttosto diversificato nelle varie Regioni: gli aumenti più consistenti si sono registrati in Sicilia, Calabria, Puglia, Toscana e Veneto, mentre riduzioni sostanziali hanno caratterizzato la domanda di energia in Sardegna e Molise.

Il settore *Civile* comprende il consumo di energia del residenziale e dei servizi (terziario e pubblica amministrazione). Nel settore residenziale, generalmente, le Regioni del Nord presentano la più alta incidenza dei consumi, superiore alla media nazionale. In questo settore incide la diversità strutturale e l'influenza del clima. Anche nel settore dei servizi si evidenziano differenze imputabili all'aggregazione in questo settore dei consumi della Pubblica Amministrazione che riflettono sostanzialmente anche il diverso sviluppo del terziario, in particolare di quello "avanzato", a livello regionale. Nel 2004, in Italia, il 33,1% del consumo finale di energia è stato assorbito in questo macrosettore, l'1,6% in più rispetto al 2003. Le Regioni settentrionali sono quelle che vi destinano la maggior parte della loro domanda di energia. Incrementi anche consistenti rispetto all'anno precedente sono stati rilevati ovunque, salvo in Campania (-4,7%).

Il macrosettore *Trasporti*, rispetto all'anno precedente, ha consumato l'1,8% in più a livello nazionale, assorbendo il 32,8% del totale. È nel Centro-Sud che la domanda di energia destinata ai trasporti ha costituito la maggior parte del rispettivo consumo finale: la Calabria

risulta la Regione con la più alta incidenza percentuale (52%); nel Lazio il settore ha assorbito il 50,0%; in Campania il 41,0%; mentre il Friuli Venezia Giulia è risultata la Regione con la minore incidenza (23,3%). Gli aumenti del consumo di energia hanno riguardato la maggior parte delle Regioni; in particolare, in Val d'Aosta la domanda è aumentata dell'11,2%, in Basilicata dell'7,6% e in Trentino Alto Adige del 9,3%; mentre il consumo è diminuito in quattro Regioni, tra cui il Friuli V. G. (-3%).

Tabella 4.1 -Produzione di energia primaria, consumo interno lordo e consumi finali. Anno 2004* (ktep)

Regioni	Produzione di energia primaria (ktep)	Consumo interno lordo (ktep)	Consumi finali di energia (ktep)	Var.% (04-03) del consumo finale
Piemonte	1.848	17.047	12.327	3,1
Valle D'Aosta	632	749	569	12,1
Lombardia	2.486	37.241	25400	0,0
Trentino A. A.	1.985	3.685	2515	4,7
Veneto	776	18.155	12199	1,2
Friuli V. Giulia	422	5.535	3456	-7,1
Liguria	67	5.723	3230	-0,4
Emilia Romagna	5.372	18.079	14056	2,0
Toscana	1.731	13.095	8862	1,5
Umbria	484	3.012	2360	0,9
Marche	3.083	4.574	3199	0,7
Lazio	509	14.411	10561	-0,4
Abruzzo	1.180	3.791	2862	-2,4
Molise	257	743	516	-23,1
Campania	330	9.583	6423	-1,5
Puglia	<u>701</u>	14.116	9177	6,2
Basilicata	4.227	1.439	1003	-0,9
Calabria	529	3.594	2124	4,4
Sicilia	1.201	20.796	7820	2,3
Sardegna	243	7.097	3344	-12,9
Italia**	28.062	202.465	132.003	0,5

(*)Stime preliminari

(**) Somma dei Bilanci Energetici Regionali

Fonte: ENEA

Tabella 4.2 - Superi e deficit di energia elettrica rispetto alla richiesta nelle Regioni (%)

Regioni	1990		2000		2004		2005	
	Superi	Deficit	Superi	Deficit	Superi	Deficit	Superi	Deficit
Valle d'Aosta	196,7		183,2		148,7		134,3	
Piemonte		65,3		42,3		44,0		29,7
Lombardia		34		38		28,6		22,4
Trentino A. A.	63,4		90,7		39,8		5,9	
Veneto	11,5		3,7			19,2		34,8
Friuli V. Giulia		13,8		27		24,7		28,8
Liguria	155,2		42,1		78,5		55,1	
Emilia Romagna		31,5		50,1		9,0		16,8
Toscana		17,2		4,3		15,4		22,5
Umbria		61		43,4	0,9			2,0
Marche		88,7		82,5		48,8		49,5
Lazio	27,5		45,4			7,2	0,6	
Abruzzo		75,5		34,7		33,3		31,5
Molise		72,8		15,4		15,9		12,5
Campania		79,7		81,6		81,3		81,5
Puglia	3,4		39,3		57,4		60,8	
Basilicata		76,5		55,1		48,6		47,6
Calabria	72,7		26,6		9,4		7,7	
Sicilia	19,7		16,8		12,8		11,7	
Sardegna		3,8		4,4	5,4		3,3	
Italia		14,7		14,9		14,0		14,9

Fonte:TERNA

Tabella 4.3 - Consumi finali di energia per fonti e per Regioni-Anno 2004*

Regioni	Comb. Solidi	Prod. Petr.	Comb. Gassosi	Rinnovabili	En. Elettrica	Totale	Comb. Solidi	Prod. Petr.	Comb. Gassosi	Rinnovabili	En. Elettrica	Totale
	Quote %					ktep	Var. % 2004-2003					
Piemonte	0,8	36,0	42,0	3,3	17,9	12.327	17,0	1,2	2,6	24,8	0,9	2,5
Valle D'Aosta	0,5	59,9	21,2	4,5	14,0	569	556,5	16,1	17,5	0,1	2,5	13,9
Lombardia	0,5	38,8	39,1	0,8	20,8	25.400	-0,6	-1,5	1,5	3,6	0,7	0,2
Trentino A. A.	0,3	53,7	24,7	1,1	20,3	2.515	32,4	8,6	1,0	-9,6	2,3	5,1
Veneto	1,7	41,3	36,2	0,4	20,3	12.199	21,0	0,0	1,0	13,5	0,4	0,8
Friuli V. Giulia	3,5	34,0	38,0	1,1	23,4	3.456	-61,0	-2,5	-0,4	3,0	3,0	-5,5
Liguria	10,7	38,6	33,2	1,4	16,1	3.230	-7,0	-3,1	2,0	3,7	1,1	-1,2
Emilia Romagna	0,1	38,9	44,9	0,2	15,8	14.056	106,8	4,8	0,4	8,9	2,4	2,5
Toscana	6,1	40,0	33,8	0,9	19,2	8.862	31,2	-1,8	0,5	3,0	1,0	1,1
Umbria	1,1	47,6	30,6	0,6	20,1	2.360	-5,2	1,7	1,1	-26,6	1,6	1,2
Marche	0,2	48,4	30,8	2,7	17,8	3.199	44,7	0,7	0,2	0,3	2,2	0,8
Lazio	0,4	60,8	19,9	1,8	17,2	10.561	42,8	0,7	-2,8	-0,6	2,9	0,5
Abruzzo	0,0	47,0	32,1	1,0	19,9	2.862	-54,9	-3,9	-3,2	-3,0	2,9	-2,4
Molise	0,0	60,4	13,8	2,7	23,1	516	-29,3	4,7	-59,3	-7,2	3,8	-14,4
Campania	0,0	62,7	15,4	1,0	20,9	6.423	-59,5	1,4	-13,6	6,4	1,5	-1,2
Puglia	29,3	39,2	16,2	0,5	14,9	9.177	10,5	6,9	-4,0	35,8	2,5	5,4
Basilicata	0,0	49,8	28,4	0,9	21,0	1.003	-38,5	8,7	-4,6	-18,2	-2,7	1,9
Calabria	0,1	66,3	13,2	0,7	19,8	2.124	153,6	3,6	3,0	-8,6	4,1	3,6
Sicilia	0,5	60,1	22,9	0,5	16,1	7.820	-48,9	-7,4	45,8	23,1	-0,3	2,0
Sardegna	0,0	72,9	0,0	0,5	26,5	3.344	-96,4	-11,4	0,0	18,8	3,1	-8,0
Italia*	3,2	45,5	31,3	1,1	18,9	132.003	5,0	-0,1	0,3	9,0	1,5	0,5

(*) Stime preliminari
Fonte: ENEA

Tabella 4.4 - Consumi finali di energia per settore economico e per Regione. Anno 2004*

Regioni	Agricoltura, Silvicoltura e Pesca	Industria	Civile	Trasporti	Totale	Agricoltura, Silvicoltura e Pesca	Industria	Civile	Trasporti	Totale
	Quote %				ktep	Var. % 2004-2003				
Piemonte	1,5	36,9	37,5	24,1	12.327	-	1,7	2,9	3,1	3,1
Valle D'Aosta	0,8	14,5	52,6	32,2	569	-	1,3	19,2	11,2	12,1
Lombardia	1,8	32,0	38,6	27,6	25.400	-	-0,5	0,7	0,2	0,0
Trentino A. A.	2,1	22,3	38,1	37,5	2.515	-	2,4	3,7	9,3	4,7
Veneto	2,1	34,6	34,1	29,2	12.199	-	2,6	-0,8	0,9	1,2
Friuli V. Giulia	1,6	45,2	29,8	23,3	3.456	-	-10,4	0,8	-3,0	-7,1
Liguria	1,1	25,2	42,7	31,0	3.230	-	-3,7	0,0	0,3	-0,4
Emilia Romagna	3,6	32,5	33,9	30,0	14.056	-	0,5	2,1	6,7	2,0
Toscana	1,7	33,5	33,2	31,7	8.862	-	2,6	1,4	-0,2	1,5
Umbria	2,4	43,3	23,3	31,1	2.360	-	0,2	0,1	3,4	0,9
Marche	3,8	26,2	30,1	39,9	3.199	-	0,3	0,6	0,9	0,7
Lazio	2,1	8,9	39,3	49,7	10.561	-	-9,1	3,2	-0,1	-0,4
Abruzzo	3,0	33,2	27,9	35,9	2.862	-	-2,6	-1,4	-0,9	-2,4
Molise	5,4	24,6	29,2	40,8	516	-	-45,5	-0,8	8,4	-23,1
Campania	2,9	20,8	28,9	47,4	6.423	-	-2,8	-4,7	1,4	-1,5
Puglia	3,9	50,4	19,7	26,0	9.177	-	7,9	3,5	2,1	6,2
Basilicata	5,1	33,4	28,6	32,9	1.003	-	-8,4	3,3	7,6	-0,9
Calabria	3,7	12,6	31,9	51,9	2.124	-	4,2	4,5	2,4	4,4
Sicilia	1,7	39,8	20,7	37,8	7.820	-	3,0	4,7	2,7	2,3
Sardegna	2,9	36,4	21,5	39,2	3.344	-	-23,7	9,1	1,9	-12,9
Italia*	2,4	31,8	33,1	32,8	132.003	1,5	-1,4	1,6	1,8	0,5

* Stime preliminari
Fonte: ENEA

4.3 I Piani Energetico-Ambientali Regionali

Il Piano Energetico Regionale (PEAR) costituisce il quadro di riferimento per i soggetti pubblici e privati che assumono iniziative in campo energetico nel territorio di riferimento: tutte le Regioni e le Province autonome hanno predisposto i loro piani¹. Esso contiene gli indirizzi, gli obiettivi strategici a lungo, medio e breve termine, le indicazioni concrete, gli strumenti disponibili, i riferimenti legislativi e normativi, le opportunità finanziarie, i vincoli, gli obblighi e i diritti per i soggetti economici operatori di settore, per i grandi consumatori e per l'utenza diffusa.

La programmazione energetica regionale va attuata anche per "regolare" ed indirizzare la realizzazione degli interventi determinati principalmente dal mercato libero dell'energia. La pianificazione energetica si accompagna a quella ambientale per gli effetti diretti ed indiretti che produzione, trasformazione, trasporto e consumi finali delle varie fonti tradizionali di energia producono sull'ambiente. Il legame tra energia e ambiente è indissolubile e le soluzioni possono essere trovate insieme, nell'ambito del principio della sostenibilità del sistema energetico. Il PEAR contiene le misure relative al sistema di offerta e di domanda dell'energia. Relativamente all'offerta nel Piano sono rappresentate e valutate le possibili soluzioni, da quelle tradizionali a quelle basate sulle fonti alternative e rinnovabili, con attenzione agli aspetti di disponibilità nel territorio, di economicità, di potenzialità per lo sviluppo di specifiche industrie locali e di impatto ambientale sia per l'assetto del territorio sia per le emissioni. La gestione della domanda è altrettanto importante, in quanto la facoltà di intervento della Regione è molto ampia e la razionalizzazione dei consumi può apportare un grande vantaggio a livello regionale e locale.

Il Piano ha carattere di trasversalità rispetto agli altri Piani economici settoriali e territoriali della Regione, ovvero deve essere intersettoriale, sia per la valutazione della domanda, che per l'individuazione dell'offerta, la quale può essere legata alle caratteristiche tipologiche e territoriali della stessa utenza. I bacini di domanda e offerta dovrebbero incontrarsi sul territorio (casi tipici sono il teleriscaldamento, la cogenerazione industriale e per grandi servizi pubblici). Nel PEAR sono considerate le implicazioni energetiche di tutti gli altri Piani regionali settoriali e territoriali. Il fattore energia è, al contempo, funzione degli altri settori di attività e vincolo per gli stessi. Il Piano Energetico-Ambientale costituisce uno dei punti di riferimento per le altre programmazioni. Il Piano, pur con obiettivi e scadenze precise, ha carattere aperto e scorrevole in quanto deve recepire tutte le nuove situazioni, le opportunità positive, le modifiche economiche, sia strutturali che congiunturali, o vincoli e condizioni, che possono venire dall'interno e dall'esterno. Esso va concertato sia orizzontalmente sul territorio che verticalmente con soggetti economici (imprese, operatori energetici, consumatori). La concertazione tra Regioni, Province e Comuni è un processo che si rende necessario sulla base della ripartizione dei compiti già stabiliti nel DLgs 112/98. Oltretutto è necessario operare un coordinamento regionale delle varie iniziative provinciali e comunali, sia di pianificazione energetica, sia di attuazione dell'Agenda 21 e di altre iniziative avviate in sedi diverse. La concertazione deve recepire le diverse esigenze, ma deve anche portare elementi di unitarietà nel territorio, dove comunque si eserciterebbe congiuntamente l'azione di pianificazione regionale, provinciale e comunale, ciascuna secondo i precisi mandati del DLgs 112/98.

La concertazione con soggetti economici e sociali è necessaria per attivare iniziative e risorse finanziarie, nonché per coinvolgere i consumatori dei settori produttivi e civili in iniziative a carattere diffuso.

La definizione, la stesura e l'attuazione del Piano Energetico-Ambientale è di totale dominio dell'Amministrazione regionale. Non sono definibili metodi e contenuti per la realizzazione del PEAR che possano essere ritenuti obbligati, poiché ogni Amministrazione può adottare le soluzioni che più ritiene adatte alle proprie caratteristiche politiche, territoriali, economiche, sociali, energetiche ed ambientali. Il Piano è innanzitutto un atto "politico", il cui corpo centrale è costituito dalle scelte strategiche che vengono operate dalla Regione. Anche l'istruttoria tecnica può seguire strade e metodologie diverse per arrivare a definire un Piano, anche se è opportuno omogeneizzare i criteri generali per effettuare le scelte ed avere specifiche unitarie e riconoscibili per la valutazione dei singoli progetti.

¹ Al 2006 solo cinque Regioni non avevano ancora concluso l'iter di approvazione del PEAR.

Per un efficace decentramento e bilanciamento delle politiche energetiche ed ambientali sul territorio, le Amministrazioni regionali e locali necessitano di una valida azione di supporto: la funzione istituzionale dell'ENEA, da un lato, e lo sviluppo di Agenzie Energetiche Regionali e locali, dall'altro, possono assolvere tale compito. L'ENEA svolge essenzialmente un ruolo di supporto tecnico-scientifico ed organizzativo del Piano, nella definizione del quadro conoscitivo e nella individuazione degli interventi nei vari settori.

L'ENEA, su richiesta delle Regioni, è intervenuta nella predisposizione di quasi tutti i Piani. Il supporto è generalmente costituito dall'impostazione del Piano, dalla definizione del quadro conoscitivo regionale e locale relativo al sistema energetico sotto tutti gli aspetti (bilanci energetici, indicatori), dalla definizione degli scenari e dalle valutazioni delle potenzialità delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico. L'attività ENEA è svolta in collaborazione con strutture locali, come agenzie regionali, università, consorzi, società private e singoli esperti.

4.3.1 Linee di intervento e obiettivi dei PEAR

Tutte le Regioni che hanno approvato il loro PEAR hanno dedicato una larga parte del documento alla definizione delle linee fondamentali del Piano, degli scopi e delle interrelazioni dei Piani con le politiche regionali di sviluppo territoriale, nel quadro dello Sviluppo Sostenibile quale configurato dalla Comunità Europea, e degli impegni assunti a livello europeo e internazionale dal nostro Paese sulla riduzione delle emissioni climalteranti. È in questo quadro che si colloca il Piano Energetico-Ambientale, i cui riferimenti sono costituiti:

- dal quadro normativo europeo nazionale e regionale;
- dagli obiettivi del Protocollo di Torino, tuttora validi e anzi ulteriormente rilanciati dalla proposta della nuova deliberazione CIPE sull'attuazione delle politiche di riduzione dei gas serra;
- dalla correlazione con gli strumenti di programmazione, con particolare riferimento a quelli delle qualità dell'aria e della gestione dei rifiuti;
- dai bilanci energetici nazionali e regionali nonché dai relativi scenari tendenziali.

I Piani energetico-ambientali sono orientati a garantire obiettivi coerenti con la politica energetica del Paese e assicurare al territorio regionale lo sviluppo di una politica energetica rispettosa delle esigenze della società, della tutela dell'ambiente e della salute dei cittadini.

I punti posti a capo degli indirizzi regionali sono pertanto la garanzia della sicurezza, la flessibilità e continuità degli approvvigionamenti, il funzionamento unitario del mercato dell'energia, l'economicità dell'energia e la qualificazione dei servizi, anche attraverso la promozione delle fonti rinnovabili e il risparmio energetico, la valorizzazione delle risorse del territorio, il perseguimento dell'efficienza degli usi finali dell'energia.

In linea con gli obiettivi generali delle politiche energetiche, ai vari livelli, i Piani energetici regionali perseguono obiettivi specifici e settoriali di tutela dell'ambiente, di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia, di uso razionale dell'energia. Essi devono considerarsi gli strumenti principali di indirizzi e proposte regionali in materia di energia, che dovranno essere recepite in modo trasversale rispetto agli altri piani regionali territoriali e di settore (trasporti, industria, edilizia, scuole, ospedali, rifiuti ecc.), dai quali trae indicazioni relative alla domanda e fornisce indirizzi coerenti sull'offerta di energia.

I Piani energetici considerano una programmazione fino al 2010, riferimento temporale assunto dalla UE come termine di attuazione dei programmi comunitari a breve e medio termine nel settore energetico. Tenuto conto della rapida evoluzione in atto, i Piani energetici sono considerati strumenti "dinamici", capaci cioè di adattarsi alle variazioni dello sviluppo sociale, economico e tecnologico che potrebbero verificarsi nel corso della programmazione prevista. I Piani costituiscono perciò piattaforme di riferimento per il presente, da adeguare dinamicamente all'evoluzione futura del quadro di riferimento nazionale e internazionale in modo da offrire riferimenti certi agli operatori del settore, e la loro attuazione richiede, pertanto, un monitoraggio continuo ed una verifica costante degli interventi a breve e medio termine.

4.4 La via per Kyoto e le implicazioni dal sopranazionale al locale

Nella legislazione comunitaria sono state di recente approvate importanti direttive su risparmio energetico, fonti rinnovabili, cogenerazione ed emission trading che di fatto introducono misure strutturali per il perseguimento degli obiettivi di Kyoto. Tutte le maggiori direttive introducono obiettivi indicativi mentre il sistema di Emission Trading (ETS), che interessa circa il 45% delle emissioni all'interno dell'Unione, rappresenta un meccanismo di mercato che porterà nel periodo 2008-2012 ad un rispetto vincolante degli obiettivi comunitari da parte delle industrie interessate. E' importante a questo proposito sottolineare la centralità e l'estrema importanza del meccanismo dell'ETS in quanto unico strumento vincolante esistente in un contesto dove è l'Unione Europea ad avere sottoscritto l'obiettivo di riduzione dell'8% e non i singoli Stati membri ai quali è stato assegnato un target nazionale a seguito dell'accordo di *burden sharing* comunitario. Questo spiega l'attenzione e la fermezza da parte della Commissione nel valutare i piani nazionali di assegnazione delle quote ai settori industriali. Di fronte ad uno strumento così efficace nel contenere le emissioni del settore industriale a livello europeo è importante che gli Stati nazionali, per non perdere di competitività a livello internazionale gravando l'obiettivo di Kyoto sul solo settore industriale, adottino delle politiche nei settori non inclusi nella direttiva ETS. In particolare il settore dei trasporti ed il settore dei consumi energetici civili. L'introduzione di obiettivi vincolanti in questi settori necessita da un lato della creazione di consenso da parte dell'opinione pubblica nell'accettare politiche di contenimento delle emissioni e, dall'altro, della messa in efficienza della macchina amministrativa pubblica nel definire gli strumenti ed i livelli di sussidiarietà più adeguati per dare risposta alle future sfide dei cambiamenti climatici. Gli impegni internazionali derivanti dalla ratifica del Protocollo di Kyoto rappresenteranno, nello specifico della situazione italiana, da un lato una prova dell'attuale divisione delle competenze tra Stato e Regioni e, dall'altro, indurranno ad un processo di responsabilizzazione dei livelli di sussidiarietà più bassi dell'amministrazione pubblica: Regioni e Comuni. Al trasferimento di competenze alle Regioni in materia di energia, effetto delle riforme "Bassanini" e del Titolo V della Costituzione, dovrà necessariamente corrispondere, con modalità che verranno definite dall'azione politica, un pari trasferimento di responsabilità in materia di emissioni climalteranti. In sostanza la maggiore efficacia da parte dei livelli dell'amministrazione decentrata nell'attuare politiche di abbattimento delle emissioni di gas serra, particolarmente evidenti nei settori dell'efficienza energetica, dei trasporti locali e nella generazione distribuita, dovrà essere attivata a seguito di un processo di ridefinizione delle reciproche competenze tra Stato e Regione.

Tabella 4.5 - Emissioni di gas climalteranti in Italia: dati storici, scenario di riferimento al 2010 e obiettivo di Kyoto (Mt CO₂ eq.)

Emissioni 1990	519,5
Emissioni 2000	554,6
Emissioni 2004	580,7
Scenario Riferimento 2010	587,3
Obiettivo Kyoto	485,7
Distanza Obiettivo (Emissioni 2004 – Obiettivo)	95,0

Fonte: MSE MATT PNA2 18 dicembre 2006

In questi anni abbiamo assistito al trasferimento di competenze in materia d'energia alle Regioni senza la necessaria dotazione da parte dell'amministrazione centrale di strumenti di regolazione e sintesi delle politiche nazionali. Non si è assistito, cioè, ad una efficace elaborazione di linee guida a livello centrale per permettere alle amministrazioni decentrate di dotarsi di strumenti adeguati e metodologie di regolazione compatibili a livello nazionale. D'altra parte lo Stato non ha messo in atto strumenti di contabilità delle emissioni a livello regionale, elemento base per permettere la delega a livelli più bassi di sussidiarietà, e non si dispone quindi di strumenti di monitoraggio delle politiche messe in atto a livello centrale. Solo di recente, con il disegno di legge 691/2006², è stata proposta l'introduzione di obiettivi regionali di promozione delle fonti rinnovabili e contenimento dei gas serra. Tale passo dovrà

² Ddl 691/2006: "Delega al Governo per completare la liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale e per il rilancio del risparmio energetico e delle fonti rinnovabili, in attuazione delle direttive comunitarie 2003/54/CE, 2003/55/CE e 2004/67/CE"

essere il culmine di un processo durante il quale lo Stato avrà trasferito maggiori competenze ma, al pari, maggiori strumenti alle Regioni perché possano conseguire i risultati derivanti dalla consegna di maggiori responsabilità. Da questo punto di vista il processo di "federalismo fiscale" non potrà prescindere da una chiara definizione delle competenze tra Stato e Regioni in materia di fiscalità energetica quale strumento di politica ambientale. Al contrario un trasferimento di obiettivi alle Regioni, senza una pari dotazione di strumenti per raggiungerli, rischia di tradursi in un inefficace scarico di responsabilità a pochi mesi dalla entrata nel primo periodo di *compliance* del Protocollo di Kyoto (2008-2012), e della verifica dei target indicativi di sviluppo delle fonti rinnovabili contenuti nella direttiva europea 77/2001. Il mancato trasferimento di strumenti di intervento alle Regioni, lascerebbe importanti settori responsabili delle emissioni di gas serra, quali i trasporti e i consumi civili, deregolamentati o assai poco regolati a livello statale, senza efficacia a livello locale e con conseguenze negative sui settori industriali. Allo stesso tempo una maggiore responsabilizzazione delle Regioni potrebbe rendere più efficiente la macchina amministrativa di autorizzazione di infrastrutture energetiche che contribuiscono agli obiettivi ambientali quali le fonti rinnovabili e la generazione distribuita, che oggi soffrono di incertezze amministrative. Questo processo di coinvolgimento di tutti i livelli di sussidiarietà in tema di energia e ambiente rappresenta una delle problematiche ancora aperte la cui soluzione appare cruciale e di grande attualità nell'affrontare la difficile sfida dei cambiamenti climatici. La priorità

4.4.1 La riduzione delle emissioni: una possibile convergenza tra obiettivi nazionali e piani regionali

Il ruolo delle Regioni ha assunto in questi ultimi anni un peso sempre più rilevante nei processi di attuazione della politica energetica ed ambientale. Sembra quindi ineludibile il coinvolgimento delle Regioni all'interno di un progetto per il raggiungimento di un obiettivo nazionale di riduzione delle emissioni. È sulla base di questa considerazione che è stata sviluppata una proposta di metodo attraverso la quale perseguire due diverse finalità.

La prima finalità consiste nel definire uno strumento di monitoraggio dell'intervento della Regione e di responsabilizzazione delle amministrazioni locali nell'attuare le misure di riduzione dei gas serra definite e finanziate a livello statale quantificando, in prima battuta, quanto è legittimo attendersi dalle singole Regioni a fronte delle politiche e misure introdotte a livello nazionale. La seconda finalità prevede, invece, una maggiore responsabilizzazione delle Regioni nell'attuare, in determinati settori responsabili delle emissioni di gas serra, politiche di riduzione autonome ed addizionali a quelle definite a livello centrale. Mentre nel primo caso l'obiettivo è quello di monitorare l'intervento della Regione nell'esecuzione di una politica centrale, nel secondo, la Regione diventa, per quanto di sua competenza, partecipe alla definizione della politica nazionale di riduzione di gas serra attraverso l'elaborazione e l'introduzione di strumenti autonomi, in base ad un obiettivo concordato a livello centrale. Le direttive europee, trasposte negli ordinamenti nazionali, in tema di energia ed emissioni climalteranti sono spesso caratterizzate dalla presenza di obiettivi nazionali di diffusione di tecnologie (fonti rinnovabili e cogenerazione); di aumento dell'efficienza energetica, o di riduzione diretta di emissioni di gas serra (direttiva ETS). Di queste la direttiva ETS assegna agli stati nazionali un obiettivo vincolante di riduzione dei gas serra, mentre le altre direttive forniscono unicamente obiettivi indicativi. La direttiva ETS impone agli stati nazionali di identificare un livello massimo di emissioni di CO₂ di particolari settori almeno sino al 2012. Con il recepimento di tale direttiva le misure di riduzione sono contestuali alla stesura dei Piani nazionali di allocazione che, identificando delle quote massime di assegnazione di diritti di emissione, determineranno per forza di cose il rispetto degli obiettivi quantitativi prefissati. Per le altre politiche e misure, l'assenza di un vincolo e di uno strumento che quantifichi di per sé gli obiettivi, fa sì che gli stati nazionali spesso adottino provvedimenti di promozione o incentivazione generici non finalizzati ad obiettivi quantitativi concreti. Proprio l'assenza di obiettivi nazionali quantitativi di lungo periodo determina un'incertezza a livello regionale nella predisposizione dei piani energetici, che dovrebbero essere un'effettiva base di partenza per la politica energetico-ambientale. In molti casi le Regioni traspongono direttamente nei loro piani gli obiettivi indicativi di livello amministrativo superiore saltando, ovvero sostituendo, la sintesi nazionale. Questo avviene, ad esempio, quando una Regione adotta un obiettivo di riduzione

delle emissioni pari a quello nazionale³ o identifica come obiettivo di promozione delle rinnovabili quello riportato nella direttiva 2001/77/CE⁴. È evidente come questi obiettivi non possano essere realistici: è impossibile, ad esempio, per una Regione esportatrice netta di energia elettrica rispettare un obiettivo di riduzione delle emissioni del 6,5% nel momento in cui per la direttiva ETS agli impianti di generazione localizzati nel suo territorio vengano assegnate quote di emissione che ne consentono un aumento del 10%. Attraverso un simile meccanismo la somma degli obiettivi assunti dalle Regioni in coincidenza con quelli che discendono dalle direttive europee non potrà mai coincidere con gli obiettivi nazionali e la presenza di politiche e misure a livello europeo e nazionale, determinerà di per sé una dinamica delle emissioni a livello regionale, indipendentemente dall'azione di questo livello amministrativo.

L'approccio metodologico

Le Regioni, le Province e i Comuni hanno lavorato molto in tema di energia producendo piani d'azione ai diversi livelli d'amministrazione. Per individuare una strada attraverso cui verificare quanto questo lavoro coincida con gli obiettivi nazionali e viceversa quando e come gli obiettivi nazionali possano trovare soluzione nell'azione locale, viene qui descritta una proposta di metodo. Un'ipotetica divisione regionale degli obiettivi nazionali di riduzione delle emissioni climalteranti necessita evidentemente di una fase di concertazione e di condivisione delle metodologie di calcolo. Con questa proposta si intende esplorare la problematica specifica e tracciare linee di intervento ed elementi di metodo per valutare la possibilità di intraprendere un processo di suddivisione degli oneri tra i diversi livelli della pubblica amministrazione.

Sulla base dei dati disponibili a livello regionale, e delle indicazioni a livello centrale, si è costruita un'interfaccia tra livello centrale e strumenti d'implementazione a livello locale attraverso tre fasi successive che hanno riguardato:

- l'estrazione dai bilanci regionali dei dati energetici e di emissione di CO₂ per i diversi settori;
- la quantificazione delle emissioni regionali regolate da strumenti nazionali e sopranazionali di riduzione come l'ETS per specifici settori industriali individuando le implicazioni nei bilanci regionali di meccanismi di regolazione sopranazionali;
- l'individuazione di una possibile divisione degli obiettivi nazionali per il settore dei consumi civili e dei trasporti attraverso una divisione degli oneri a livello regionale.

In questa analisi vengono proposti i dati dei Bilanci Energetici Regionali⁵ (BER) del 2003, scelto come anno base di riferimento sul quale calcolare gli obiettivi regionali di riduzione delle emissioni (la scelta dell'anno è evidentemente ininfluente rispetto alle finalità di carattere metodologico di questa analisi). Le variabili energetiche più rilevanti per un'analisi energetico ambientale riguardano, in questo caso, i consumi finali di energia disaggregati a livello regionale e per settore.

La tabella relativa al consumo interno lordo regionale (tabella 4.5) si riferisce a tutte le attività energetiche sul territorio e pertanto le variazioni dei consumi scontano in modo particolare l'evoluzione delle attività industriali. Da sottolineare come nei bilanci relativi al consumo interno lordo sia inclusa la domanda energetica degli impianti di generazione termoelettrica ovvero di trasformazione e successivo bilancio import-export regionale. Infatti la metodologia proposta parte da un bilancio energetico ambientale regionale inclusivo dei consumi ed emissioni derivanti dalle attività di generazione termoelettrica, indipendentemente dalle dinamiche di import-export. Tale approccio, d'altra parte, ricalca quello adottato nella definizione degli obiettivi di Kyoto a livello internazionale e nella definizione del *burden sharing* europeo. In tabella 4.6 sono riportate le variazioni 1990-2003 dei consumi finali di energia per Regione. Nella tabella 4.8 vengono riportate le emissioni di CO₂ per i più importanti settori dei bilanci energetici regionali.

³ -6,5% al 2012 rispetto all'anno di riferimento 1990

⁴ La direttiva prevedeva per l'Italia che le fonti rinnovabili coprissero il 25% della generazione elettrica.

⁵ Dati di sintesi sui bilanci regionali il sono contenuti nel volume Dati del Rapporto

Tabella 4.6 - Consumi interni lordi di energia per Regione. Anni 1990 e 2003 (ktep)

	1990	2003	Variazione 1990/2003
Piemonte	13.634	16.880	23,81%
Valle D'Aosta	578	683	18,17%
Lombardia	30380	37.088	22,08%
Trentino A.A.	2589	3.321	28,27%
Veneto	14964	18.025	20,46%
Friuli V. Giulia	4021	5.614	39,62%
Liguria	5974	5.741	-3,90%
Emilia Romagna	14542	17.761	22,14%
Toscana	11556	11.703	1,27%
Umbria	2652	3.214	21,19%
Marche	3421	4.572	33,65%
Lazio	11465	14.300	24,73%
Abruzzo	2678	3.770	40,78%
Molise	648	827	27,62%
Campania	9882	9.552	-3,34%
Puglia	11114	13.932	25,36%
Basilicata	990	1.390	40,40%
Calabria	2574	2.981	15,81%
Sicilia	16364	15.198	-7,13%
Sardegna	5295	6.336	19,66%
Totale Italia	165.321	192.888	16,67%

Fonte: ENEA

Tabella 4.7 - Consumi finali di energia per Regione. Variazioni 1990-2003 (ktep)

	1990	2003	Variazione 1990/2003
Piemonte	9787	12.292	25,60%
Valle D'Aosta	442	507	14,71%
Lombardia	21531	25.410	18,02%
Trentino A.A.	1935	2.402	24,13%
Veneto	9517	12.097	27,11%
Friuli V. Giulia	2760	3.823	38,51%
Liguria	3179	3.292	3,55%
Emilia Romagna	10711	13.740	28,28%
Toscana	7697	8.785	14,14%
Umbria	1790	2.302	28,60%
Marche	2415	3.155	30,64%
Lazio	8014	10.487	30,86%
Abruzzo	2043	2.880	40,97%
Molise	523	593	13,38%
Campania	5971	6.548	9,66%
Puglia	7363	8.741	18,72%
Basilicata	761	965	26,81%
Calabria	1762	2.040	15,78%
Sicilia	6778	6.976	2,92%
Sardegna	2608	3.675	40,91%
Totale Italia	107587	130.710	21,49%

Fonte: ENEA

Tabella 4.8 - Emissioni regionali di CO₂ per settori. Anno base 2003. (ktCO₂)

Regioni	Termoelettrico		Trasporti		Civile		Industria		Settore energia		Agricoltura		Totale	
	Kt	%	kt	%	Kt	%	Kt	%	Kt	%	kt	%	kt	% Italia
Piemonte	4.087	12,6	8.415,7	26,0	9.546,1	29,5	9.158,5	28,3	583,3	1,8	603,6	1,9	32.394,5	7,3
Valle d'Aosta	1	0,1	488,4	39,3	635,4	51,2	113,3	9,1	0,0	0,0	3,2	0,3	1.241,4	0,3
Lombardia	13.902	20,1	20.432,3	29,5	19.064,9	27,6	13.849,9	20,0	817,6	1,2	1.088,1	1,6	69.154,8	15,5
Trentino A. A.	176	3,2	2.517,0	45,7	1.808,4	32,9	880,0	16,0	1,2	0,0	121,4	2,2	5.504,0	1,2
Veneto	15.832	37,0	10.097,5	23,6	7.809,5	18,3	7.888,8	18,5	469,8	1,1	638,7	1,5	42.736,1	9,6
Friuli V. Giulia	5.276	38,8	2.353,2	17,3	1.889,5	13,9	3.700,5	27,2	231,1	1,7	139,4	1,0	13.589,2	3,0
Liguria	10.229	53,2	2.886,7	15,0	2.556,6	13,3	2.550,4	13,3	742,7	3,9	267,2	1,4	19.233,1	4,3
Emilia Romagna	8.802	22,4	11.599,6	29,5	9.240,8	23,5	8.356,8	21,3	114,3	0,3	1.147,8	2,9	39.261,8	8,8
Toscana	9.115	30,2	8.275,5	27,4	5.188,4	17,2	6.032,2	20,0	1.222,0	4,0	363,3	1,2	30.196,9	6,8
Umbria	1.904	26,2	2.082,1	28,6	951,2	13,1	2.168,2	29,8	5,1	0,1	157,7	2,2	7.268,3	1,6
Marche	699	8,2	3.732,0	44,0	1.670,9	19,7	1.577,1	18,6	528,6	6,2	272,1	3,2	8.479,4	1,9
Lazio	16.488	39,3	15.657,4	37,3	6.964,2	16,6	1.958,2	4,7	392,7	0,9	475,7	1,1	41.935,8	9,4
Abruzzo	1.203	15,8	3.087,1	40,5	1.445,7	19,0	1.633,8	21,5	19,4	0,3	223,7	2,9	7.613,0	1,7
Molise	398	23,4	533,3	31,3	228,5	13,4	471,9	27,7	0,0	0,0	71,4	4,2	1.703,0	0,4
Campania	1.538	9,4	8.836,4	54,2	2.641,1	16,2	2.756,5	16,9	62,6	0,4	477,9	2,9	16.312,5	3,7
Puglia	23.283	48,9	7.047,3	14,8	2.814,2	5,9	13.377,4	28,1	713,4	1,5	1.139,0	2,4	47.590,6	10,7
Basilicata	467	17,9	909,4	34,9	474,2	18,2	610,7	23,4	14,5	0,6	128,9	4,9	2.604,3	0,6
Calabria	3.738	43,7	3.066,4	35,9	796,2	9,3	710,6	8,3	51,6	0,6	184,0	2,2	8.546,6	1,9
Sicilia	12.188	33,8	8.614,0	23,9	1.774,2	4,9	4.860,8	13,5	7.996,7	22,2	610,0	1,7	36.043,4	8,1
Sardegna	5.877	39,6	3.883,9	26,2	879,3	5,9	3.345,5	22,5	572,5	3,9	279,0	1,9	14.836,7	3,3
Italia	135.202	30,3	124.515,1	27,9	78.379,3	17,6	86.001,1	19,3	14.539,0	3,3	8.392,1	1,9	446.245,6	100,0

Fonte: elaborazione su dati di origine varia

Con riferimento alla tabella 4.8 analizziamo in dettaglio i dati riportati con riferimento ai principali settori:

- termoelettrico e industria: questi settori, responsabili per circa il 40% delle emissioni nazionali, vengono accorpati e trattati nel paragrafo dedicato al ruolo dell'ETS per determinare i livelli futuri di emissione. In questa parte del lavoro saranno espone le implicazioni nella lettura e comprensione dei bilanci regionali derivanti dall'introduzione di un meccanismo di regolazione ambientale in un mercato sopranazionale.

- trasporti e civile: per questi settori viene ipotizzato un ruolo centrale da parte delle Regioni. Per tali settori ci troviamo infatti in presenza di sistemi d'incentivazione elaborati a livello centrale ma in assenza di politiche e misure finalizzate al raggiungimento di obiettivi quantitativi certi, come al contrario intrinseci all'applicazione della direttiva ETS. Nei paragrafi dedicati a questi settori viene pertanto proposta un' identificazione di target di riduzione vincolanti per Regione. Gli obiettivi sono individuati in base ad indicatori molto semplici che servono da pretesto per valutare il ruolo delle Regioni tra strumenti nazionali di politica energetica già esistenti e necessità di ulteriori interventi.

Dall'analisi del quadro regolatorio dei sistemi energetici ambientali dei paesi dell'UE si vede come parte delle politiche e misure di rilevanza nella regolazione dei sistemi energetici e orientate alla riduzione delle emissioni di gas serra sono introdotte negli stati nazionali da direttive adottate a livello comunitario. A questo proposito è possibile identificare tre nuclei legislativi a forte impatto nelle politiche energetiche ed ambientali.

Un primo nucleo, nella cornice delineata dalla direttiva 2003/54/CE di riforma dei mercati elettrici comunitari, mira a regolare il settore della produzione elettrica; si tratta della:

- direttiva 2001/77/CE sulla promozione delle energie rinnovabili,
- direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione,
- direttiva 2003/87/CE che introduce un meccanismo di ET per alcuni settori industriali, tra cui il settore termoelettrico

Un secondo nucleo relativo alla regolazione sul lato della domanda di energia

- direttiva 2002/91/CE sulla efficienza energetica negli edifici
- direttiva 2005/32 sull'ecodesign per i prodotti energetici
- direttiva 2006/32/CE per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali

Un terzo nucleo relativo alla diminuzione delle emissioni del settore trasporti

- accordo volontario per la riduzione delle emissioni con produttori di automobili in EU, Giappone e Korea
- 2003/30/CE direttiva sull'uso dei biocombustibili nel settore dei trasporti

Di cornice alle misure elencate è importante ricordare la direttiva sulla fiscalità dei prodotti energetici nell'ambito dell'Unione europea 2003/96/CE, che pur diluita in numerose deroghe concesse agli stati nazionali identifica un quadro di riferimento per la fiscalità energetica comunitaria.

A loro volta le direttive sono trasposte o verranno trasposte nell'ordinamento nazionale.

Il primo nucleo ed in particolare la direttiva sull'ET che rappresenta un livello più alto di regolazione (la direttiva di promozione delle rinnovabili e della cogenerazione rappresentano infatti strumenti per facilitare il rispetto della direttiva sull'ET) determineranno i meccanismi di regolazione nei settori industriali.

Il secondo ed il terzo nucleo verranno intesi come strumento di supporto alle politiche regionali per il perseguimento di obiettivi di riduzione dei settori di riferimento, domanda energetica civile e da trasporti. Rimangono esclusi dall'analisi i consumi afferenti alle attività industriali non comprese nella direttiva ET nonché le emissioni da attività agricola.

Tabella 4.9 - Quantificazione dell'ET nei bilanci regionali (ktCO₂)

	Emissioni totali Regione anno base	Emissioni effettive CO2 settori inclusi nella direttiva 2005	Allocazione quote di emissione dei settori inclusi nella direttiva									
			2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012		
Piemonte	32395	10683	11999	12741	12475	10828	10734	10656	10483	10336		
Valle D'Aosta	1241	26	23	23	23	19	19	19	19	19		
Lombardia	69155	30203	29473	27307	26705	31305	30479	29679	28541	27951		
Trentino A.A.	5504	767	791	791	791	781	783	783	783	783		
Veneto	42736	17956	18618	17022	16905	16573	16106	15551	14687	14534		
Friuli V. Giulia	13589	6470	6975	6581	6568	7518	7091	6752	6150	5985		
Liguria	19233	11004	11985	11796	11710	8928	8498	8082	7627	7236		
Emilia Romagna	39262	12462	14255	13300	12970	13035	12735	12429	12395	12114		
Toscana	30197	12520	12841	11801	11796	10690	10221	9638	8322	8445		
Umbria	7268	5281	5176	5083	5030	5113	5028	4945	4857	4778		
Marche	8479	3290	3327	3289	3268	1628	1623	1618	1613	1609		
Lazio	41936	15186	9284	7314	7171	13237	11808	10741	8587	8266		
Abruzzo	7613	2727	2546	2534	2527	2193	2182	2353	2392	2408		
Molise	1703	1554	1237	1210	1196	2616	2544	2472	2400	2407		
Campania	16313	3126	3099	2763	2728	2476	2454	2434	2409	2392		
Puglia	47591	42365	39215	39097	39097	36959	35743	34656	33393	33698		
Basilicata	2604	1291	1060	1035	1021	994	994	994	994	1021		
Calabria	8547	3559	2215	1518	1518	4913	4689	4481	4222	4049		
Sicilia	36043	27864	26108	23909	23744	22531	21066	20028	17709	17526		
Sardegna	14837	15729	14869	14496	14496	13536	12816	12229	11243	10921		
<u>Non assegnati*</u>		693	657	657	657	971	971	976	1001	1007		
Totale Italia	446246	224757	215752	204268	202395	206846	198585	191517	179827	177487		

[1] Per alcuni impianti non è stato possibile identificare la regione di esercizio.

Fonte: elaborazione su dati di origine varia

4.4.2 Emission Trading: le emissioni del settore industriale a livello regionale

L'esempio più evidente di difficoltà a fare coincidere piani regionali di riduzione delle emissioni con la somma nazionale è fornito dall'applicazione della direttiva ETS.

Come noto tale direttiva assegna alle singole installazioni industriali un numero massimo di quote di emissione. Il totale delle quote assegnate centralmente dal Ministero dell'Ambiente di concerto con il Ministero dello Sviluppo Economico rappresenta l'obiettivo nazionale di riduzione delle emissioni assegnato a questi settori. In particolare il secondo Piano Nazionale di Assegnazione (NAP2), consegnato per l'approvazione della Commissione Europea nel dicembre 2006, distribuisce nel periodo 2008-2012 un numero massimo di quote di 209 milioni di tonnellate. Tale quota determinerà necessariamente una riduzione contabile del 14% rispetto alle emissioni del 2005.

Il meccanismo ETS, in quanto meccanismo di mercato, non determinerà necessariamente una pari riduzione delle emissioni effettive nei singoli impianti ma un rispetto "contabile" degli obiettivi nazionali. L'impianto che abbia ecceduto la quota d'emissione a lui assegnata potrà infatti acquistare diritti di emissione da altri impianti nel mercato europeo. Un impianto termoelettrico umbro potrà dunque emettere - a seconda della sua convenienza economica a farlo e senza alcuna contraddizione nel funzionamento del meccanismo - anche il doppio delle quote assegnate senza che - al di là di violazioni della regolazione ambientale locale - la Regione Umbria possa fare nulla. In questo modo, evidentemente le aspettative regionali sarebbero facilmente deluse.

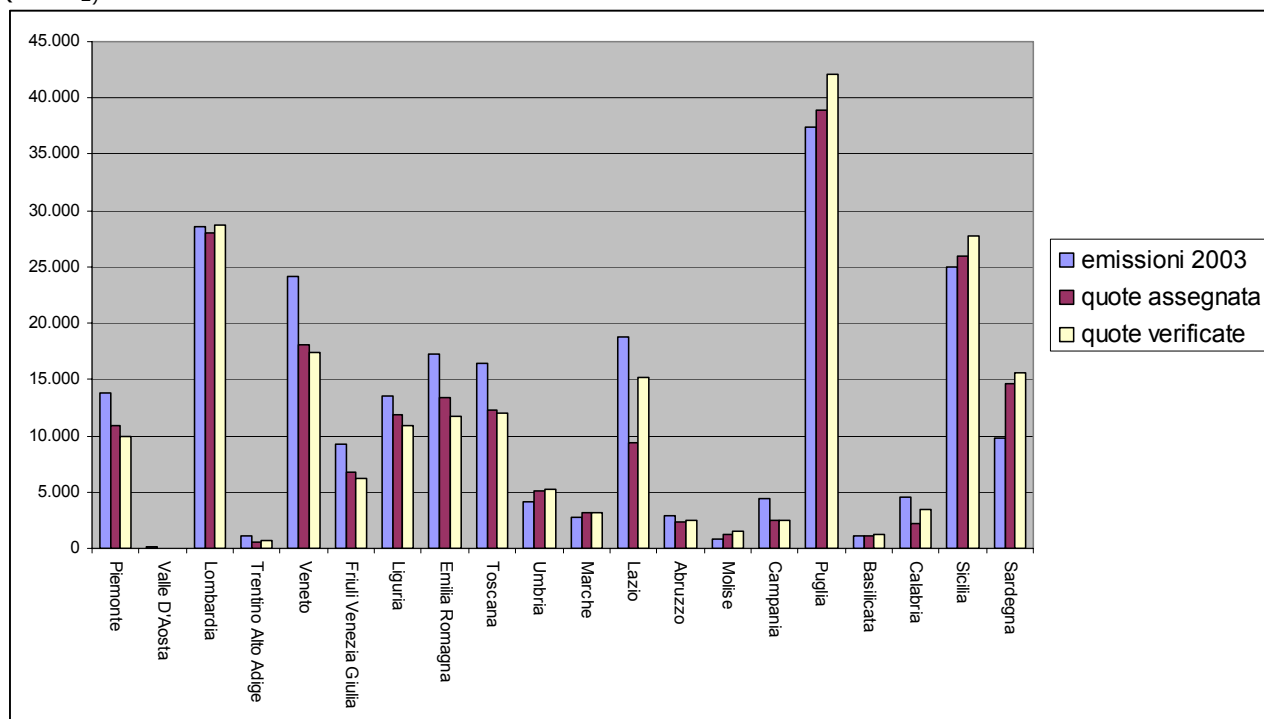
In particolare il NAP2 allocando un numero insufficiente di quote d'emissione agli impianti CIP6⁶, che tuttavia grazie alle tariffe protette non modificheranno i loro piani di produzione in relazione agli obiettivi nazionali di riduzione di CO₂, determinerà una forte discrepanza tra il valore di assegnazione di quote di CO₂ regionale e l'effettiva emissione del settore termoelettrico. Lo strumento di ET, infatti, fa sì che l'obiettivo di riduzione sia rispettato complessivamente a livello europeo, indipendentemente dal comportamento del singolo impianto. A fronte della copertura da parte dell'impianto delle quote "extra" i crediti acquistati verranno detratti dall'obiettivo nazionale di riduzione dei gas serra. A livello nazionale dunque per i settori regolati dal meccanismo di ET non ci sarà alcun problema di rispetto degli obiettivi (ma questa considerazione viene spesso trascurata nella redazione dei piani regionali).

Per fare un altro esempio facciamo il caso di un'acciaieria lombarda a cui vengono assegnate 100 quote di emissione per ciascun anno nel periodo 2008-2012. Tale volume di emissioni rientra nell'obiettivo complessivo di assegnazione di 209 Milioni di tonnellate a livello nazionale. L'acciaieria tuttavia, avendo accresciuto la propria produzione nello stesso periodo, emetterà un volume di CO₂ pari a 120 quote. 20 quote le acquisterà da una cartiera polacca. Dal registro delle emissioni nazionali italiano verranno detratte 20 quote che si aggiungeranno al registro polacco. L'acciaieria lombarda ha infatti acquistato al prezzo di mercato diritti di emissione da un altro paese ottemperando pienamente alle regole del meccanismo dell'ET. In conclusione la Lombardia si ritrova con 20 tonnellate di troppo. In un'ottica regionale la presenza di un'installazione industriale inclusa nel meccanismo di ETS risulta difficilmente inquadrabile in un obiettivo di riduzione delle emissioni. Non ha dunque senso che il piano regionale individui obiettivi di riduzione assoluta per i settori industriali compresi nell'ET dal momento che la regolazione del settore si attua attraverso un meccanismo flessibile di natura sopranazionale. L'attività regionale potrebbe meglio finalizzarsi attraverso un'azione diretta alle imprese soggette alla direttiva per facilitarle nella riduzione delle emissioni, anche in relazione a obiettivi ambientali paralleli (tutela acqua, diminuzione emissioni ad impatto locale, ecc.) e usufruire delle opportunità economiche annesse al meccanismo dell'ET. È dunque evidente che, nel momento in cui si voglia accompagnare la redazione di piani regionali con obiettivi di riduzione delle emissioni, sia opportuno escludere dai bilanci i settori inclusi nella direttiva dell'ET e trattare tali settori all'interno di politiche complementari agli strumenti nazionali. La somma delle quote assegnate nei piani di allocazione nazionali per il periodo 2005-2007 e 2008-2012 distribuite per Regione determina l'obiettivo nazionale. Le tabelle 4.8 e 4.9

⁶ Il NAP2 assegna agli impianti CIP6 nel periodo 2008-2012 circa 3,5 milioni di tonnellate di CO₂ anno contro le circa 28 milioni di tonnellate del periodo 2005-2007. Questo significa che il settore termoelettrico emetterà circa 20-25 milioni di tonnellate in più di quanto distribuito agli impianti con il piano nazionale d'allocazione.

riportano il dettaglio per Regione dei settori inclusi nella direttiva ET. I valori non riportano evidentemente le quote di emissioni destinate alla riserva che avranno una distribuzione regionale a seconda della realizzazione di nuovi impianti negli anni futuri. Dall'osservazione delle tabelle è possibile verificare come, a seconda del peso e della concentrazione industriale nelle diverse Regioni, gli obiettivi di riduzione delle emissioni siano già perseguiti attraverso un meccanismo di natura sopranazionale.

Figura 4.1 - Emissioni anno base (2003) e meccanismo dell'ET a livello regionale. Anno 2005 (ktCO₂)



Fonte: elaborazione su dati di origine varia

Come illustra la figura 4.1 vi sono delle sostanziali differenze tra i livelli di quote assegnate agli impianti oggetto della direttiva sull'ET e le quote verificate, ovvero le emissioni effettive degli impianti stessi. L'emissione effettiva dell'impianto è determinata da logiche nazionali o sopranazionali a seconda dei mercati di riferimento. Ad esempio in Lazio e Puglia è riscontrabile un mercato surplus di emissioni rispetto alle quote allocate, determinate dalle attività del settore termoelettrico nel 2005, e soggette ad eventi congiunturali non controllabili a livello regionale, come, ad esempio, la siccità che ha ridotto la produzione idroelettrica nel nord d'Italia e l'emergenza gas che ha vincolato gli impianti ad un maggiore ricorso all'olio combustibile. In Toscana, Veneto e Piemonte, la differenza riscontrabile in relazione alle emissioni del settore industriale nel 2003 è determinata da una differente composizione del settore produttivo orientato in settori industriali non compresi nella direttiva 87/2003 o perché non rientranti nelle tipologie industriali o perché di grandezza inferiore ai requisiti minimi della direttiva. Nei bilanci regionali che vogliono essere comprensivi di tali settori, andranno contabilizzate le emissioni in relazione alle quote allocate e non le quote di emissione effettive dal momento che le differenze registrate di anno in anno verranno compensate dagli operatori attraverso l'acquisto di crediti di emissione da altri operatori, nazionali o europei.

4.4.3 Settori civile e trasporti: dati e scenari di riduzione delle emissioni

Nei settori civile e trasporti, al contrario dei settori industriali, non esistono strumenti di regolazione nazionale finalizzati ad un obiettivo quantitativo di riduzione pur essendo presenti politiche e misure intenzionate a promuovere la riduzione delle emissioni. In relazione a questi settori, dunque, viene ricercato un possibile metodo di divisione del target a livello regionale. A partire dalla indicazione delle riduzioni per settore attesa a livello nazionale come esposto nella delibera CIPE 2002, vengono riportate e quantificate, per quanto possibile, le

politiche e le misure della delibera CIPE 2002 al fine di stabilire riferimenti quantitativi in base ai quali attribuire degli obiettivi regionali di riduzione. Segue quindi la proposta di uno scenario "alternativo" attraverso cui conseguire risultati di abbattimento più in linea con l'andamento delle emissioni al 2005. Lo scenario adotta la metodologia del PNA2 dove, in conformità alle indicazioni fornite dalla linee guida della Commissione Europea, viene identificato per il meccanismo di ET un obiettivo di riduzione pari al peso percentuale dei settori sul totale del gap nazionale per il rispetto del protocollo di Kyoto.

Rispetto al livello di emissioni riscontrato nel 2005, di 94Mt superiore al target nazionale di CO₂ al 2008-2012, il documento di consultazione del PNA2, per conseguire gli obiettivi di Kyoto con la metodologia di cui si è detto, chiedeva, ai settori industriali compresi in direttiva una riduzione di circa 34 Mt pari al peso percentuale dei settori rispetto alle 94Mt eccedenti. Va tuttavia notato a questo proposito, che la revisione del documento di consultazione, ancora in fase di approvazione, ha determinato una riduzione degli obiettivi di riduzione assegnati ai settori compresi nella direttiva a circa 22 Mt determinando un gap di 12 Mt che andranno recuperati con altre politiche e misure (non si è però ritenuto opportuno nello scenario alternativo scaricare sui settori civile e trasporti il deficit rispetto al target di Kyoto).

Tabella 4.10 - Riferimento target di riduzione delibera CIPE 2002 (MtCO₂)

Settori	Emissioni 2003 (fonte ENEA)	Potenziali ulteriori misure	Stima possibile obiettivo CIPE 2002	CIPE: Emissioni massime 2008-2012 (corrette)
Trasporti	126	-10	116	128
Civile	78	-10	68	72

Fonte: elaborazione su dati di origine varia

Nella tabella 4.10 vengono riportati dati relativi a:

- le emissioni del 2003, scelto come anno base per i due settori oggetto dell'analisi;
- una quantificazione approssimativa per settore, di ulteriori politiche e misure di riduzione di CO₂ elencate dalla delibera CIPE. Ricordiamo infatti che la delibera indicava solamente possibili misure limitandosi ad identificare i valori massimi di emissione come riportati nella seconda colonna;
- la stima conseguente di emissioni attese per settore in applicazione delle misure della terza colonna;
- il confronto rispetto alle emissioni massime attese nel periodo 2008-2012 come da delibera CIPE 2002 corrette per risultare comparabili con le emissioni del 2003. In particolare la delibera CIPE riporta tutti i gas serra mentre in questa analisi si considera solo la CO₂ e assume una diversa contabilizzazione delle emissioni da settore civile.

Tabella 4.11 - Riferimento target di riduzione in un possibile scenario alternativo (MtCO₂)

Settori	Emissioni 2003 (dati ENEA)	Peso settore	Mt da ridurre	Alternativo
Trasporti	126	26%	-20	104
Civile	78	16%	-13	65
Altri settori	282		58%	237
Totale Italia	486			406

Fonte: elaborazione su dati di origine varia

Nella tabella 4.11 vengono riportati dati relativi a:

- le emissioni dell'anno 2003, come anno base per i due settori oggetto dell'analisi;
- il peso dei settori identificati rispetto alle emissioni totali del 2003;
- la quantificazione delle emissioni da ridurre applicando il peso settoriale al gap tra emissioni 2003 e obiettivo nazionale al 2008-2012;
- le emissioni settoriali conseguenti allo scenario alternativo e il target nazionale di Kyoto al 2008-2012.

Settore trasporti – i dati di consumo

La tabella 4.12 riporta gli andamenti dei consumi nel settore dei trasporti nelle Regioni nel confronto 1990-2003. I consumi del settore trasporti sono incrementati di oltre il 27% con un conseguente e proporzionale incremento delle emissioni di CO₂.

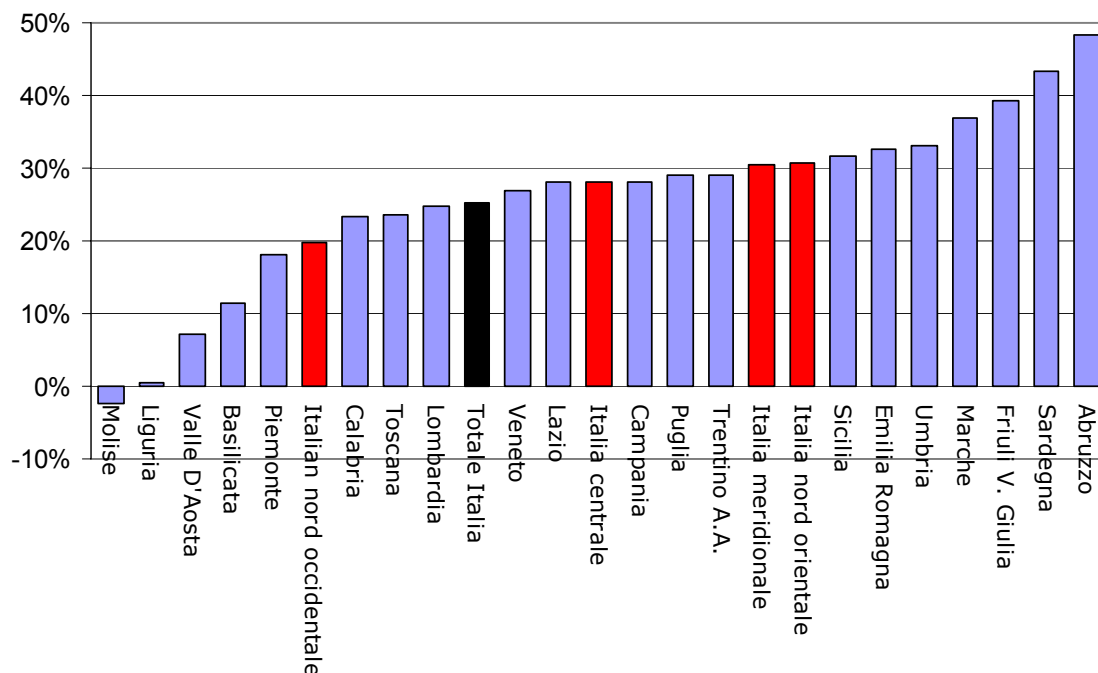
Tabella 4.12 - Consumi energetici di benzina e gasolio per Regione del settore trasporti. Anni 1990-2003 (ktep)

	1990	2003	variazione 1990-2003
Piemonte	2270	2681	18,10%
Valle D'Aosta	152	163	7,20%
Lombardia	4934	6152	24,70%
Trentino A.A.	640	826	29,10%
Veneto	2471	3138	27,00%
Friuli V. Giulia	578	805	39,30%
Liguria	957	961	0,40%
Emilia Romagna	2629	3487	32,60%
Toscana	2111	2611	23,70%
Umbria	499	664	33,10%
Marche	824	1128	36,90%
Lazio	3227	4130	28,00%
Abruzzo	657	974	48,20%
Molise	174	170	-2,30%
Campania	2115	2710	28,10%
Puglia	1697	2190	29,10%
Basilicata	264	294	11,40%
Calabria	792	976	23,20%
Sicilia	1908	2514	31,80%
Sardegna	725	1040	43,40%
Totale Italia	29624	37614	27,00%
Italia nord -ovest	8313	9957	19,80%
Italia nord-est	6318	8256	30,70%
Italia centrale	6661	8533	28,10%
Italia meridionale	8332	10868	30,40%

Fonte: elaborazione su dati di origine varia

Il settore dei trasporti risulta, al pari della generazione elettrica, il settore maggiormente responsabile di emissioni di gas climalteranti nel nostro Paese. Gli incrementi appaiono distribuiti su tutto il territorio nazionale senza apparente relazione a dinamiche comuni. La figura 4.2 mostra l'incremento dei consumi nelle diverse Regioni italiane. Come si può osservare anche per aree geografiche, gli incrementi dei consumi dei trasporti risultano sostanzialmente distribuiti su tutto il territorio nazionale con l'unica eccezione del comparto nord-ovest che cresce meno della media nazionale e degli altri insiemi regionali.

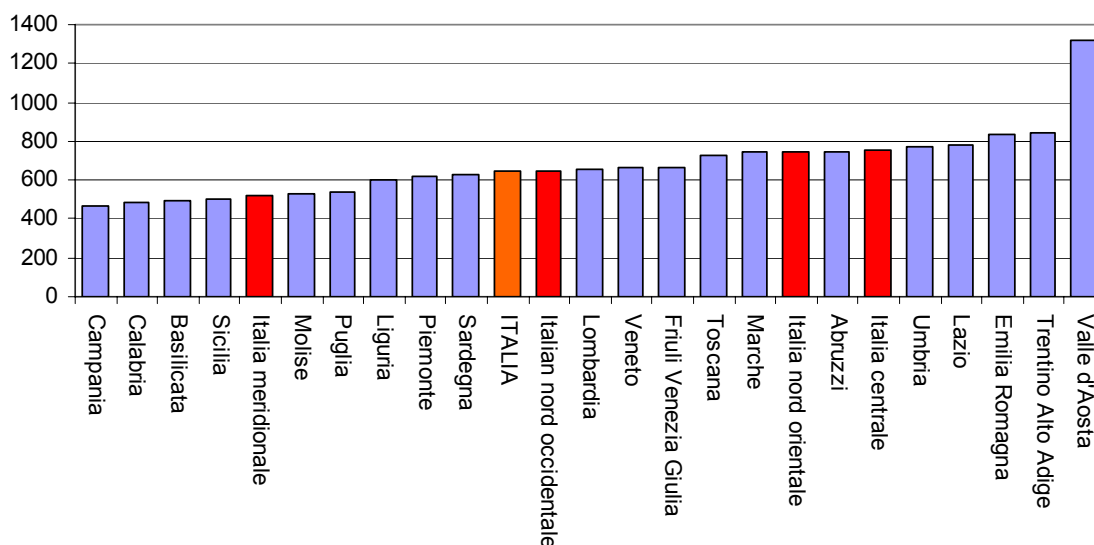
Figura 4.2 - Incremento dei consumi di benzina e gasolio Regioni. Anni 1990-2003 (%)



Fonte: elaborazione su dati di origine varia

Le correlazioni tra consumi energetici per i trasporti e PIL o reddito pro capite, risultano poco significative a livello nazionale anche se nel caso dell'Italia meridionale la ridotta attività economica si traduce in una minore richiesta di mobilità. Anche l'indicatore di consumo pro capite di benzina e gasolio non serve a spiegare le differenze regionali (figura 4.3). Le Regioni del centro e del nord-est, in particolare, hanno incrementato i consumi di combustibile destinato ai trasporti pur mostrando consumi pro capite sensibilmente superiori sia alla media nazionale che al confronto con le Regioni nord occidentali dove, in particolare in Liguria e Lombardia si può ipotizzare come la concentrazione abitativa abbia saturato la possibilità di un incremento della mobilità privata sperimentata in altre Regioni del nord Italia.

Figura 4.3 - Consumo pro capite di benzina e gasolio nelle Regioni italiane. Anno 2003 (ktep)



Fonte: elaborazione su dati di origine varia

Emissioni nel settore trasporti: un possibile metodo di divisione degli oneri di riduzione

Nella delibera CIPE 2002, che rappresenta l'ultimo documento programmatico completo per la strategia nazionale verso Kyoto, come stimato in tabella 4.7, al settore trasporti veniva assegnato un potenziale ulteriore obiettivo di riduzione di 10 Mt da raggiungere sia attraverso misure di trasporto collettivo (circa 1/3) sia attraverso una progressiva penetrazione di automobili meno inquinanti che grazie maggior contributo dei biocombustibili.

La metodologia scelta per avanzare una proposta di ripartizione degli oneri è determinata dagli strumenti e dagli obiettivi nazionali già in atto. In particolare la sostituzione del 5% di gasolio con biocombustibili dovrebbe determinare una pari riduzione percentuale delle emissioni di CO₂ su tutto il territorio nazionale, altrettanto, la progressiva sostituzione del parco macchine con vetture a maggiore efficienza può essere considerato una politica con una pari ricaduta a livello regionale. La somma degli obiettivi di riduzione di questi due strumenti di riduzione delle emissioni del settore trasporti, emanate a livello centrale, è stimata ammontare a 7 Mt. In considerazione dello strumento si decide di distribuire gli oneri di riduzione in base al peso percentuale delle emissioni regionale sul totale del settore trasporti per le 7Mt di obiettivo. La prima colonna della tabella 4.8 riporta i risultati. Al contrario per 3Mt si identifica come strumento un maggiore ricorso al trasporto pubblico. In questo caso l'obiettivo è distribuito a livello regionale correggendo gli attuali consumi pro capite in relazione alla densità abitativa regionale.

Tabella 4.8 - Obiettivi di riduzione. Anno base 2003 (ktCO₂)

Regioni	Obiettivo ripartito in base al peso % anno base	Obiettivo relativo ad una maggiore densità abitativa	Obiettivo Totale Regione
Piemonte	-473	-	-473
Valle D'Aosta	-27	-25	-53
Lombardia	-1149	-1019	-2168
Trentino A.A.	-142	-9	-151
Veneto	-568	-97	-665
Friuli V. Giulia	-132	-	-132
Liguria	-162	-	-162
Emilia Romagna	-652	-487	-1.139
Toscana	-465	-	-465
Umbria	-117	-	-117
Marche	-210	-39	-249
Lazio	-880	-1.323	-2.204
Abruzzo	-174	-	-174
Molise	-30	-	-30
Campania	-497	-	-497
Puglia	-396	-	-396
Basilicata	-51	-	-51
Calabria	-172	-	-172
Sicilia	-484	-	-484
Sardegna	-218	-	-218
Totale Italia	-7000	-3000	-10000

Fonte: elaborazione su dati di origine varia

La scelta di fare pesare maggiormente il target alle sole Regioni più densamente popolate è evidentemente giustificato dai maggiori potenziali di riduzione in relazione alla concentrazione abitativa. La densità di popolazione, in questo caso, integra il principio di suddivisione egualitaria dell'onere. È stato infatti attribuito circa un terzo dell'obiettivo alle Regioni a maggiore densità di popolazione dal momento che qui si possono adottare politiche più efficienti di riduzione del traffico grazie ad un più facile ed economico ricorso ai mezzi di trasporto collettivo. Inoltre le risorse destinate a tali Regioni permettono il contestuale

miglioramento di altri indicatori ambientali determinando una migliore allocazione delle risorse destinate all'abbattimento delle emissioni di CO₂. Proprio in considerazione a quest'ultimo aspetto è importante sia per un problema di consenso da parte dell'opinione pubblica, che di efficacia delle politiche e di efficienza di impiego delle risorse, integrare le politiche e misure ambientali mirate all'abbattimento degli inquinanti con ricaduta locale (NOX, SO₂, polveri sottili) con gli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂.

La tabella 4.9 riporta una divisione dell'onere in base ai valori suggeriti nel secondo scenario; in questo caso si ipotizza una divisione degli oneri in base al primo principio per 10 Mt ed un contributo dell'estensione al trasporto pubblico per ulteriori 10Mt.

Tabella 4.9 - Obiettivi di riduzione. Anno base 2003 (ktCO₂)

Regioni	Obiettivo ripartito in base al peso % anno base	Obiettivo relativo ad una maggiore densità abitativa	Obiettivo Totale Regione
Piemonte	-676	0	-676
Valle D'Aosta	-39	-50	-89
Lombardia	-1641	-3887	-5528
Trentino A.A.	-202	0	-202
Veneto	-811	-593	-1404
Friuli V. Giulia	-189	0	-189
Liguria	-232	0	-232
Emilia Romagna	-932	-1372	-2304
Toscana	-665	-31	-696
Umbria	-167	0	-167
Marche	-300	-132	-432
Lazio	-1257	-3918	-5176
Abruzzo	-248	0	-248
Molise	-43	0	-43
Campania	-710	-17	-727
Puglia	-566	0	-566
Basilicata	-73	0	-73
Calabria	-246	0	-246
Sicilia	-692	0	-692
Sardegna	-312	0	-312
Totale Italia	-10000	-10000	-20000

Fonte: elaborazione su dati di origine varia

Consumi civili: i dati

I consumi civili intesi come somma di consumi domestici e terziario nel periodo 1990-2003 sono incrementati del 24% su scala nazionale e secondo una distribuzione regionale come riportato nella tabella 4.10.

All'interno del settore civile i consumi del terziario e del residenziale mostrano dinamiche differenti massimamente legate alla crescita economica del terziario nel primo caso e a dinamiche demografiche della Regione per quanto riguarda i consumi domestici.

A fronte di un incremento dei consumi del settore terziario del 56%, il settore residenziale cresce del 12%.

Tabella 4.10 - Andamento dei consumi energetici regionali, settore civile 1990-2003 (ktep)

Regioni	consumi terziario 1990	consumi terziario anno base	Variaz. %	consumi residenziale 1990	consumi residenziale anno base	Variaz. %	totale civile 1990	totale civile anno base	Variaz. %
Piemonte	854	1273	49%	2748	3336	21%	3602	4609	28%
Valle d'Aosta	55	71	29%	136	185	36%	191	256	34%
Lombardia	2120	3122	47%	6394	6658	4%	8514	9780	15%
Trentino A. Adige	235	265	13%	522	659	26%	757	924	22%
Veneto	877	1385	58%	2471	2788	13%	3348	4173	25%
Friuli V. Giulia	214	345	61%	665	677	2%	879	1022	16%
Liguria	300	427	42%	872	949	9%	1172	1376	17%
Emilia-Romagna	1033	1681	63%	2789	3041	9%	3822	4722	24%
Toscana	617	1058	71%	1694	1826	8%	2311	2884	25%
Umbria	114	165	45%	315	370	17%	429	535	25%
Marche	212	326	54%	622	625	0%	834	951	14%
Lazio	836	1516	81%	2112	2408	14%	2948	3924	33%
Abruzzo	166	249	50%	481	547	14%	647	796	23%
Molise	32	43	34%	106	94	-11%	138	137	-1%
Campania	364	584	60%	1088	1334	23%	1452	1918	32%
Puglia	291	546	88%	904	1188	31%	1195	1734	45%
Basilicata	55	101	84%	144	173	20%	199	274	38%
Calabria	129	214	66%	294	425	45%	423	639	51%
Sicilia	385	522	36%	911	1027	13%	1296	1549	20%
Sardegna	137	205	50%	365	471	29%	502	676	35%
ITALIA	9026	14098	56%	25633	28781	12%	34659	42879	24%

Fonte: elaborazione su dati di origine varia

Per seguire l'impostazione logica del capitolo risulta indispensabile sottrarre dai consumi totali dei settori i consumi imputabili all'uso di energia elettrica. Le tabelle 4.11 e 4.12 riportano i dati relativi ai consumi elettrici per Regioni ed i consumi diretti di fonti energetiche. In entrambi i casi i consumi del terziario mostrano crescite superiori ai consumi domestici. In particolare l'andamento nazionale della crescita dei consumi elettrici del settore civile, pari al 46%, è composto da un incremento del terziario del 75% e di un più modesto incremento del settore civile, del 23%. La crescita nazionale dei consumi diretti, pari al 17%, è il risultato di un aumento nel terziario del 45% e del 10% nel domestico .

Tabella 4.11 - Andamento dei consumi elettrici regionali, settore civile. Anni 1990-2003 (ktep)

Regioni	consumi terziario 1990	consumi terziario anno base	Variaz. %	consumi residenziale 1990	consumi residenziale anno base	Variaz. %	totale civile 1990	totale civile anno base	Variaz. %
Piemonte	256	431	68%	352	416	18%	608	847	39%
Valle d'Aosta	12	22	83%	14	16	14%	26	38	46%
Lombardia	625	1177	88%	705	940	33%	1330	2117	59%
Trentino A. Adige	76	157	107%	67	89	33%	143	246	72%
Veneto	284	541	90%	320	440	38%	604	981	62%
Friuli V. Giulia	86	143	66%	96	116	21%	182	259	42%
Liguria	125	189	51%	136	161	18%	261	350	34%
Emilia-Romagna	290	536	85%	314	431	37%	604	967	60%
Toscana	253	423	67%	304	361	19%	557	784	41%
Umbria	47	83	77%	60	78	30%	107	161	50%
Marche	82	151	84%	95	133	40%	177	284	60%
Lazio	404	715	77%	495	576	16%	899	1291	44%
Abruzzo	67	123	84%	83	108	30%	150	231	54%
Molise	17	24	41%	19	25	32%	36	49	36%
Campania	237	386	63%	431	470	9%	668	856	28%
Puglia	176	281	60%	297	343	15%	473	624	32%
Basilicata	28	42	50%	35	44	26%	63	86	37%
Calabria	85	141	66%	148	177	20%	233	318	36%
Sicilia	253	369	46%	419	488	16%	672	857	28%
Sardegna	93	167	80%	144	179	24%	237	346	46%
ITALIA	3496	6101	75%	4534	5591	23%	8030	11692	46%

Fonte: elaborazione su dati di origine varia

Tabella 4.12 - Andamento dei consumi energetici diretti regionali nel settore civile. Anni 1990-2003 (ktep)

Regioni	consumi terziario 1990	consumi terziario anno base	Variaz. %	consumi residenziale 1990	consumi residenziale anno base	Variaz. %	totale civile 1990	totale civile anno base	Variaz. %
Piemonte	598	842	41%	2396	2920	22%	2994	3762	26%
Valle d'Aosta	43	49	14%	122	169	39%	165	218	32%
Lombardia	1495	1945	30%	5689	5718	1%	7184	7663	7%
Trentino A. Adige	159	108	-32%	455	570	25%	614	678	10%
Veneto	593	844	42%	2151	2348	9%	2744	3192	16%
Friuli V. Giulia	128	202	58%	569	561	-1%	697	763	9%
Liguria	175	238	36%	736	788	7%	911	1026	13%
Emilia-Romagna	743	1145	54%	2475	2610	5%	3218	3755	17%
Toscana	364	635	74%	1390	1465	5%	1754	2100	20%
Umbria	67	82	22%	255	292	15%	322	374	16%
Marche	130	175	35%	527	492	-7%	657	667	2%
Lazio	432	801	85%	1617	1832	13%	2049	2633	29%
Abruzzo	99	126	27%	398	439	10%	497	565	14%
Molise	15	19	27%	87	69	-21%	102	88	-14%
Campania	127	198	56%	657	864	32%	784	1062	0,35
Puglia	115	265	130%	607	845	39%	722	1110	54%
Basilicata	27	59	119%	109	129	18%	136	188	38%
Calabria	44	73	66%	146	248	70%	190	321	69%
Sicilia	132	153	16%	492	539	10%	624	692	11%
Sardegna	44	38	-14%	221	292	32%	265	330	25%
ITALIA	5530	7997	45%	21099	23190	10%	26629	31187	17%

Fonte: elaborazione su dati di origine varia

In termini di emissioni l'incremento dei consumi diretti di combustibili del settore civile non si è tradotto in un incremento proporzionale delle emissioni. La stima di incremento delle emissioni tra il 1990 ed il 2003 sembra infatti essere contenuto nell'ordine del 10%. Il settore civile ha infatti beneficiato della progressiva metanizzazione del territorio italiano aumentando il contributo del gas naturale sul totale dei consumi energetici diretti dal 59% del 1990 al 77% del 2003 con una contestuale riduzione dei consumi di olio combustibile che dal 38% cala al 21% del 2003. Le emissioni di CO₂ del settore civile nell'anno base (2003) corrispondono a circa 78Mt pari al 16% del totale nazionale per lo stesso anno. A livello regionale i consumi di combustibile diretti mostrano in linea di massima un coefficiente di emissione per tep prossimo a quello del gas naturale, 2,35 t/tep, con qualche eccezione nelle Regioni a minore metanizzazione. La tabella 4.13 riporta le emissioni totali del anno base, i consumi energetici diretti del settore terziario e domestico ed il coefficiente medio di emissione per tonnellata equivalente di petrolio (tep) impiegato.

Tabella 4.13 - Emissioni regionali di CO₂ e coefficiente medio d'emissione. Anno base 2003

Regioni	Emissioni settore civile (ktCO ₂)	Consumi residenziale +terziario (ktep)	Emissione/consumi (t CO ₂ / tep)
Piemonte	9.546,10	3762	2,54
Valle d'Aosta	635,4	218	2,91
Lombardia	19.064,90	7663	2,49
Trentino A. Adige	1.808,40	678	2,67
Veneto	7.809,50	3192	2,45
Friuli V. Giulia	1.889,50	763	2,48
Liguria	2.556,60	1026	2,49
Emilia-Romagna	9.240,80	3755	2,46
Toscana	5.188,40	2100	2,47
Umbria	951,2	374	2,54
Marche	1.670,90	667	2,51
Lazio	6.964,20	2633	2,64
Abruzzo	1.445,70	565	2,56
Molise	228,5	88	2,60
Campania	2.641,10	1062	2,49
Puglia	2.814,20	1110	2,54
Basilicata	474,2	188	2,52
Calabria	796,2	321	2,48
Sicilia	1.774,20	692	2,56
Sardegna	879,3	330	2,66
ITALIA	78.379,30	31187	2,51

Settore civile: un possibile metodo di divisione degli oneri

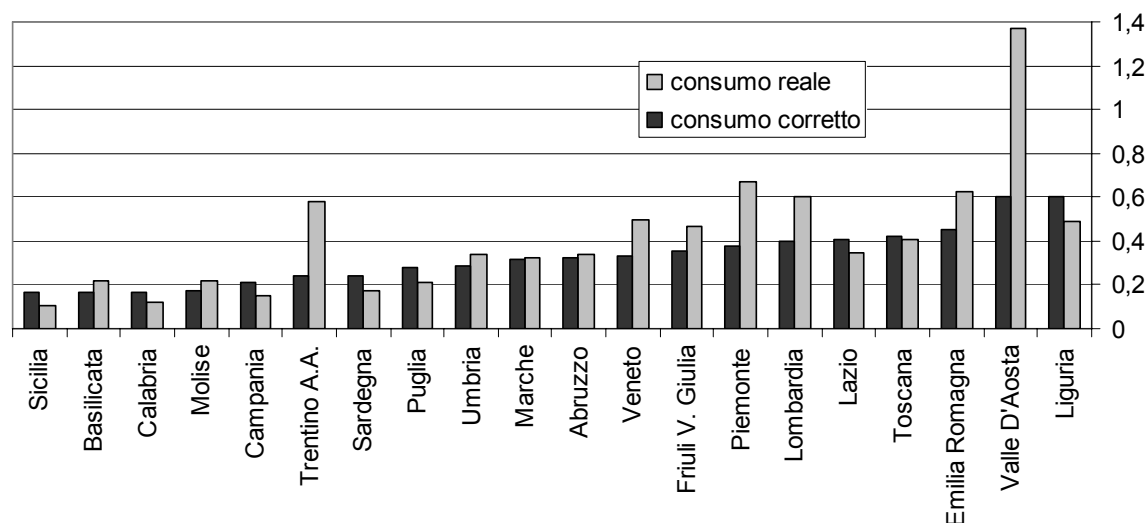
Per una divisione degli oneri delle emissioni imputabili ai consumi del settore civile viene proposta una metodologia differente rispetto al settore trasporti.

La metodologia utilizza il concetto di grado giorno introdotto nel calcolo del Fabbisogno Energetico Normalizzato dal DPR 412 del 1993 e successivamente integrato dal DPR 551 del 1999; il fabbisogno energetico normalizzato indica la quantità di energia primaria globalmente richiesta durante il periodo convenzionale di riscaldamento per garantire una temperatura costante negli ambienti climatizzati pari a 20°C, diviso per il volume dell' ambiente riscaldato e i gradi giorno della località considerata. Si esprime pertanto in kJ/m³ GG. La determinazione del fabbisogno energetico tiene conto dell' energia primaria immessa dal sistema impianto attraverso i vettori energetici, dell'energia solare fornita all' edificio, degli apporti gratuiti interni, dell' energia persa per trasmissione e ventilazione e dell' energia persa dal sistema impianto durante la produzione, distribuzione ed emissione del calore.

Nel settore domestico si procede identificando il consumo energetico primario pro capite per Regione e correggendo il dato regionale per i gradi giorno stimati per la Regione. La stima dei gradi giorno è elaborata in base alla popolazione per provincia moltiplicata per i gradi giorno della provincia stessa. Evidentemente tale metodologia non è pienamente accurata per province molto estese con caratteristiche climatiche diverse dal capoluogo, ma come già ricordato, il lavoro mira ad offrire un primo esempio di suddivisione del target in sé più che un'accurata divisione quantitativa.

I consumi pro capite corretti per i gradi giorno vengono moltiplicati per i coefficienti regionali di emissione per tep (figura 4.4). Viene supposto un coefficiente d'emissione equivalente per il settore residenziale e terziario uguale a quello riportato in tabella 14. Alle Regioni viene quindi applicato un obiettivo di riduzione proporzionale al peso sul totale delle emissioni corrette per l'obiettivo nazionale identificato per il settore.

Figura 4.4 - Consumi pro capite reali e corretti per gradi giorno



La divisione dell'onere con una metodologia ispirata al principio egualitario si fonda sulla valutazione degli strumenti nazionali in campo di riduzione dei consumi. In particolare il meccanismo dei certificati bianchi e le esenzioni fiscali presenti nella finanziaria 2007. Gli impatti di tali strumenti dovrebbero distribuirsi in maniera uniforme sul territorio nazionale. A fronte di maggiori potenziali nelle Regioni con un valore di gradi giorno superiore alla media non sembra opportuno attribuire a queste Regioni la totalità dell'onere, come ad esempio fatto nel settore trasporti in relazione alla densità abitativa della Regione; vanno infatti considerati i potenziali di riduzione determinati dall'installazione di impianti solari termici particolarmente efficaci nelle Regioni a maggiore irradiazione solare. Si ricorda che l'analisi è appositamente limitata ai consumi energetici diretti ad esclusione dei consumi elettrici.

L'obiettivo di 68Mt significa una riduzione di circa 10Mt rispetto alle emissioni registrate nel settore civile al 2003. Tale obiettivo viene spartito in proporzione al peso del settore residenziale e terziario sul totale dei consumi energetici primari dei due settori. Ovvero 7Mt al settore residenziale e 3Mt al settore terziario.

La tabella 4.14 riporta per ciascuna Regione i gradi giorno calcolati. Il valore dei gradi giorno rappresenta la somma per tutti i giorni dell'anno delle differenze positive tra il valore di comfort di 20°C e la temperatura media esterna.

Tabella 4.14 - Gradi giorno calcolati per Regione

Abruzzo	1883	Molise	2211
Basilicata	2234	Piemonte	2640
Calabria	1153	Puglia	1211
Campania	1091	Sardegna	1150
Emilia-Romagna	2327	Sicilia	901
Friuli-Venezia Giulia	2276	Toscana	1754
Lazio	1529	Trentino-Alto Adige	2898
Liguria	1409	Umbria	2119
Lombardia	2451	Valle d'Aosta	2850
Marche	1850	Veneto	2424
Italia			1826

Le 7 Mt di riduzioni stimate dalla delibera CIPE 2002 (il totale di tabella 5 riporta una riduzione attesa di 10 Mt di cui 7 Mt per il domestico e 3Mt per il commerciale) sono distribuite alle Regioni come riportato nella tabella 4.15. La seconda e la terza colonna invece riportano l'obiettivo di riduzione di 9,5 Mt come assegnabile al settore domestico nell'ipotesi dello scenario alternativo di riduzione (l'obiettivo di riduzione dei consumi civili tabella 6 è di 13 Mt, di cui 9,5 Mt per il domestico e 3,5 Mt per il commerciale). In questo caso i target sono suddivisi per 7 Mt in base alla stessa metodologia della prima colonna e le successive 2,5 Mt

sono invece attribuite alle Regioni con i maggiori potenziali di riduzione a fronte dell'introduzione di un sistema di incentivazione per la microgenerazione, e generazione a biomassa, che evidentemente rappresenta una misura particolarmente finalizzata a Regioni con il più alto livello di gradi giorno.

Tabella 4.15 - Obiettivo di riduzione regionale per il settore domestico (ktCO₂)

Regioni	Totale riduzioni CIPE 2002	Riduzioni aggiuntive nello scenario alternativo	Totale riduzioni scenario alternativo
Abruzzo	-156	0	-156
Basilicata	-38	0	-38
Calabria	-125	0	-125
Campania	-438	0	-438
Emilia-Romagna	-658	0	-658
Friuli-Venezia Giulia	-152	0	-152
Lazio	-805	0	-805
Liguria	-349	0	-349
Lombardia	-1323	-441	-1764
Marche	-173	0	-173
Molise	-21	0	-21
Piemonte	-590	-1264	-1853
Puglia	-418	0	-418
Sardegna	-156	0	-156
Sicilia	-305	0	-305
Toscana	-539	0	-539
Trentino-Alto Adige	-89	-592	-681
Umbria	-88	0	-88
Valle d'Aosta	-31	-170	-201
Veneto	-548	-34	-582
totale	-7000	-2500	-9500

Fonte: elaborazione su dati di origine varia

Per quanto riguarda il settore commerciale i consumi energetici e le relative emissioni sono state messe in relazione al valore aggiunto del settore terziario commerciale e come per il settore domestico corrette per i rispettivi gradi giorno regionali (tabella 4.16). Anche in questo caso si adotta una doppia metodologia delle 3Mt di riduzione richieste nello scenario CIPE 2002, due sono distribuite in maniera equivalente tra le Regioni in base al peso delle emissioni corrette sul obiettivo nazionale di riduzione ed una in considerazione ai maggiori potenziali di riduzione delle Regioni con una più elevata richiesta di calore.

Nello scenario alternativo le maggiori riduzioni di 0,5 Mt vengono assegnate a questo secondo gruppo di Regioni. La scelta del valore aggiunto come indicatore potrebbe sollevare dei problemi per le Regioni con le maggiori aspettativa di crescita delle attività commerciali, in particolare modo le Regioni del sud potrebbero richiedere di avere più spazio di crescita dei consumi in ragione di un'auspicata maggiore crescita delle Regioni del nord Italia. A livello di regolazione Stato Regioni, tuttavia, nulla vieta di potere correggere gli obiettivi ipoteticamente assegnati alle Regioni in base all'effettiva crescita del settore terziario. In tale caso la differenza di emissioni rispetto agli obiettivi assegnati potrebbe essere socializzata a livello nazionale come contributo allo sviluppo.

Tabella 4.16 - Obiettivo di riduzione regionale del settore terziario (ktCO₂)

	Emissioni da ridurre CIPE 2002 (a)	Emissioni da ridurre CIPE 2002 (b)	Totale emissioni da ridurre CIPE 2002	Emissioni da ridurre scenario alternativo (b)	Totale emissioni da ridurre scenario alternativo
Piemonte	-141	-238	-378	-345	-486
Valle d'Aosta	-7	-21	-29	-31	-38
Lombardia	-378	-368	-746	-552	-930
Trentino-Alto Adige	-14	-46	-60	-65	-79
Veneto	-165	-146	-312	-221	-386
Friuli-Venezia Giulia	-45	-22	-67	-35	-80
Liguria	-87	0	-87	0	-87
Emilia-Romagna	-243	-149	-392	-233	-476
Toscana	-194	0	-194	0	-194
Umbria	-21	-3	-24	-6	-27
Marche	-51	0	-51	0	-51
Lazio	-293	0	-293	0	-293
Abruzzo	-37	0	-37	0	-37
Molise	-5	-2	-6	-3	-7
Campania	-82	0	-82	0	-82
Puglia	-107	0	-107	0	-107
Basilicata	-14	-5	-19	-9	-23
Calabria	-29	0	-29	0	-29
Sicilia	-70	0	-70	0	-70
Sardegna	-16	0	-16	0	-16
ITALIA	-2000	-1000	-3000	-1500	-3500

4.4.4 Il burden sharing regionale

Con questa ultima tavola viene indicata una ipotesi relativa alle quote di attribuzione dell'obiettivo nazionale per ogni singola Regione. La diminuzione in termini di tonnellate di CO₂ assegnata alla Regione viene poi espressa in percentuale sull'anno base, nel nostro caso il 2003. Tale percentuale sta ad indicare che lo Stato, in base alla metodologia adottata anche in considerazione degli strumenti già in atto, si aspetta che la Regione diminuisca di un determinato quantitativo le sue emissioni. Come ricordato nei paragrafi iniziali, la quantificazione e l'elaborazione di un *burden sharing* regionale deve porsi innanzitutto l'obiettivo di rappresentare uno strumento di monitoraggio delle politiche e misure di riduzione delle emissioni di CO₂ emanate a livello centrale. Ovvero dal momento che viene identificato uno strumento e stanziato delle risorse è legittimo attendere e prevedere determinate ricadute a livello regionale. Uno scostamento significativo delle emissioni effettive regionali dai valori identificati di *burden sharing* permetterebbe una più efficace identificazione delle dinamiche che non hanno permesso il raggiungimento degli obiettivi prefissati.

Il *burden sharing* deve pertanto essere innanzitutto considerato strumento efficiente di monitoraggio senza ulteriori implicazioni a livello politico di competenze Stato Regioni. Al contrario, nell'eventualità che lo Stato decidesse di attribuire alle Regioni maggiori competenze e responsabilità in materia di politica di riduzione delle emissioni di CO₂, il *burden sharing* da strumento di monitoraggio diventerebbe vero e proprio strumento di divisione ed attribuzione degli oneri. In questo caso sarà a discrezione della Regione prediligere un settore ad un altro. Il Rispetto del *burden sharing* non si ha infatti sulla singola misura ma sull'obiettivo percentuale di riduzione complessiva.

L'adozione di metodologie della divisione dell'obbligo che nella gran parte si sono basate su un uguale impatto delle politiche e misure introdotte a livello nazionale sulle Regioni ha determinato una diminuzione delle emissioni rispetto all'anno base in maniera abbastanza

simile per Regione con abbattimenti delle emissioni compresi tra il 6,9% del Trentino e i 14,6% del Lazio (figura 4.5).

Figura 4.5 - Obiettivo di riduzione complessivo dei settori e percentuale di riduzione sulle emissioni dell'anno base. CIPE 2002

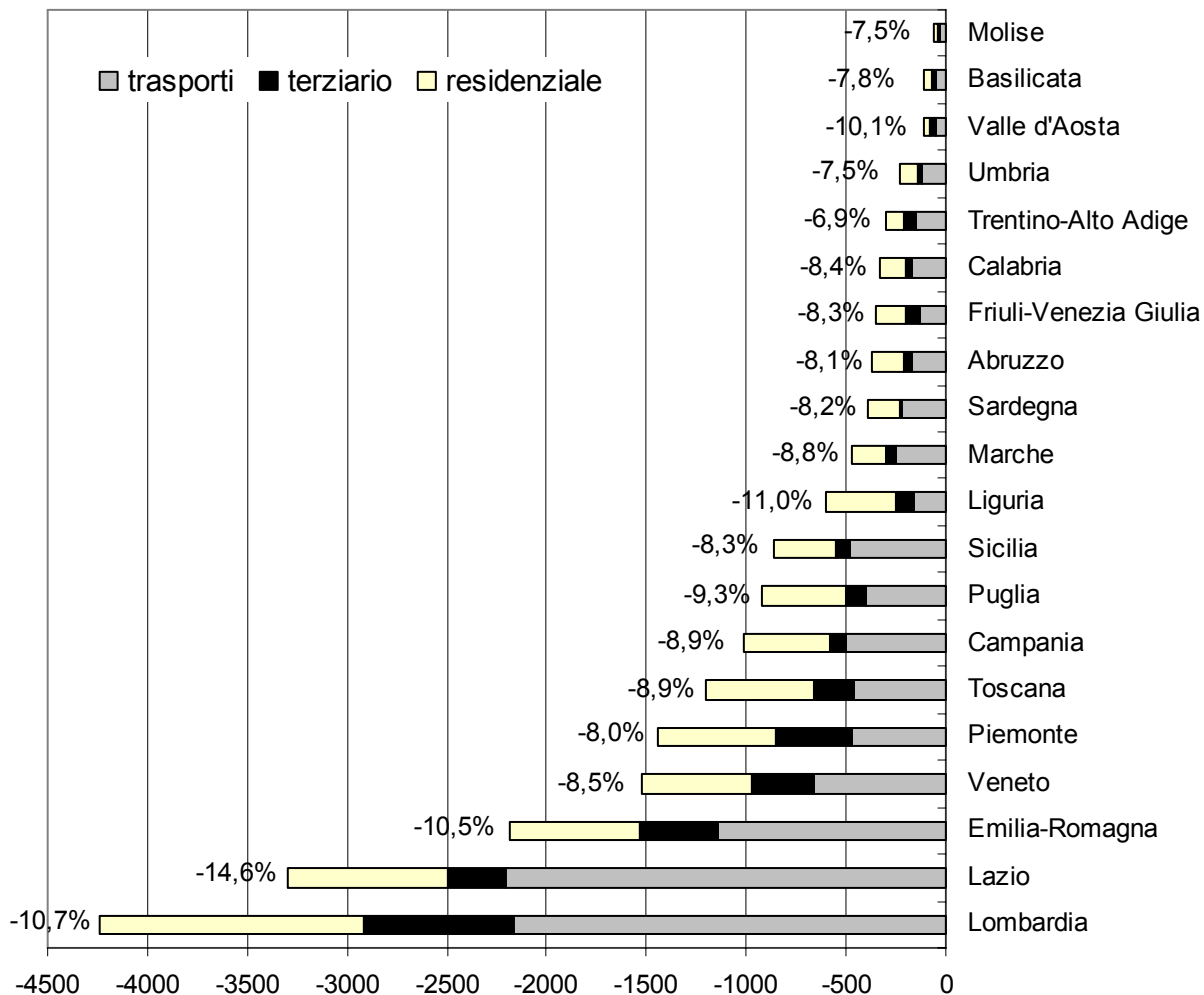
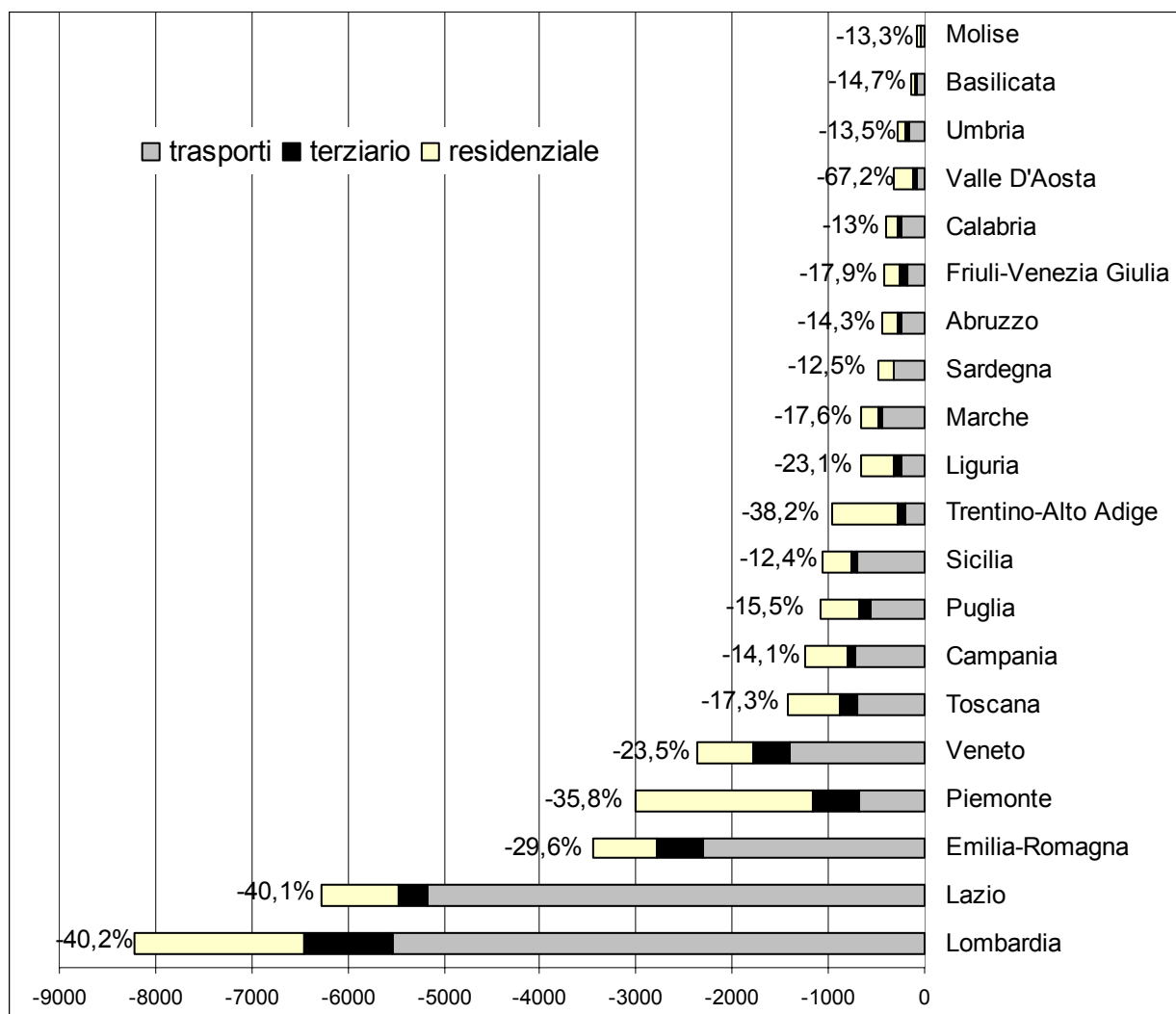


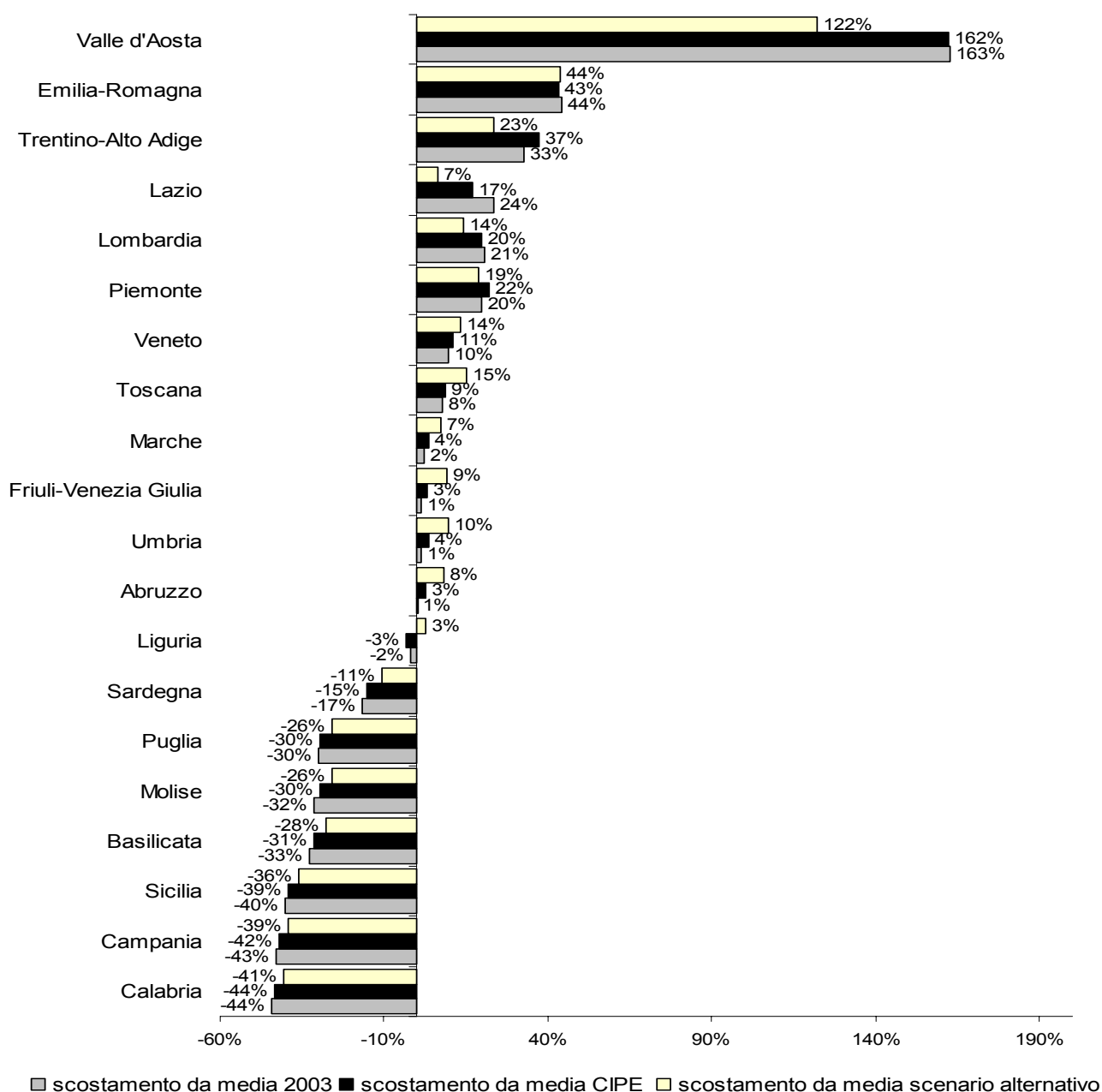
Figura 4.6 - Obiettivo di riduzione complessivo dei settori e percentuale di riduzione sulle emissioni del anno base. Scenario alternativo



La ripartizione degli obiettivi con metodologie che accentuino le diverse potenzialità delle Regioni, determinano evidentemente target maggiormente differenziati: dalla Sardegna con un obiettivo del 12,5% alla Lombardia con il 40,2% (figura 4.6). Il risultato è fortemente accentuato dalla concentrazione di politiche finalizzate alla riduzione del traffico attraverso trasporti collettivi da realizzare in zone a maggiore densità abitativa e dall'assegnazione di maggiore oneri di riduzione dei consumi energetici civili per le ragioni con il livello più elevato di gradi giorno.

La figura 4.7 serve da verifica della metodologia adottata in termini di emissione media per Regione. I valori riportano lo scarto dalla media nazionale di emissione per i settori trasporti e civile nel 2003, nella realizzazione di un *burden sharing* su obiettivi quantitativi da delibera CIPE e nel caso di scenario alternativo. In entrambi i casi la metodologia adottata sembra permettere una progressiva convergenza verso i valori medi nazionali di emissione pur mantenendo una differenziazione regionale in relazione ai consumi 2003.

Figura 4.7 - Scarto dalla media nazionale delle emissioni pro capite regionali nei tre scenari



È evidente che una simile suddivisione degli obiettivi non può essere impostata a livello regionale ma deve essere elaborata a livello centrale. La metodologia di divisione degli oneri può essere sviluppata in base ad infiniti indicatori, pertanto è necessaria un coordinamento centrale accompagnato da una condivisione della metodologia scelta a livello regionale. Le metodologie espone nei paragrafi precedenti servono infatti solo da esempio per svolgere logicamente il testo e mostrare l'utilità ad adottare un metodologia che rifletta gli strumenti in atto e le ipotesi di policy, ma non hanno alcun valore quantitativo.

Infine gli obiettivi identificati possono essere posti come indicativi per le Regioni, ed in questo caso servirebbero a predisporre dei piani energetici regionali la cui somma coinciderebbe con il totale nazionale o potrebbero essere introdotti in maniera vincolante, anche stabilendo un meccanismo sanzionatorio o di compensazione per le Regioni non ottemperanti o in maggiore difficoltà. In questo secondo caso sarà tuttavia necessario che lo Stato trasferisca alle Regioni anche la possibilità di adottare strumenti per il raggiungimento degli obiettivi, in particolare in materia fiscale. Al crescere delle responsabilità energetico ambientali, infatti, non potrà non coincidere la crescita in termini di maggiore autonomia regionale per perseguire gli obiettivi.

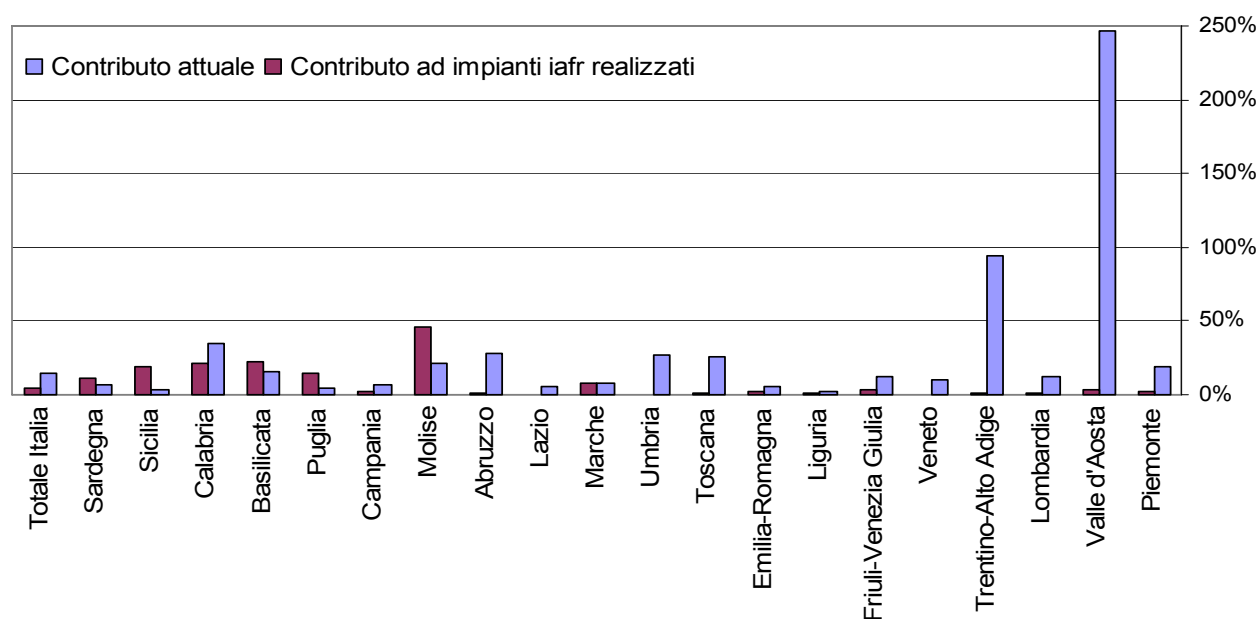
4.4.5 Consumi elettrici e generazione da fonti rinnovabili

Per quanto riguarda il settore elettrico la contabilizzazione dei consumi e delle emissioni sono imputate al settore della generazione elettrica ed in quanto tale già regolate dal meccanismo di ET. Tuttavia abbiamo visto come il meccanismo di ET sia in grado di ridurre le emissioni dei settori industriali solo per il 17% dell'onere totale quale distanza dall'obiettivo nel 2005. L'introduzione di target regionali di incremento dell'efficienza energetica e di promozione delle energie rinnovabili per quanto sovrapposte al meccanismo di ET troverebbero comunque una loro valida introduzione, sia per rendere più efficiente il riconoscimento delle concessioni sia per permettere l'introduzione di nuove politiche. A tale proposito è possibile prevedere l'introduzione di un *burden sharing* anche in relazione agli obiettivi nazionali di produzione delle energie rinnovabili. La direttiva europea 77/2001 prevede che gli obiettivi siano calcolati come contributo percentuale in relazione al consumo interno lordo di un paese, tale impostazione rappresenta un principio ideale di trasferimento degli oneri alle Regioni. Per raggiungere l'obiettivo di sviluppo percentuale delle rinnovabili infatti non solo è possibile intervenire sulla realizzazione di nuovi impianti ma anche in termini di efficienza negli usi elettrici dal momento che l'obiettivo è calcolato in valore percentuale sul consumo interno lordo ovvero la produzione e saldo import export. L'identificazione di un obiettivo regionale diventa pertanto doppiamente utile se non indispensabile, sia per rendere le Regioni maggiormente dinamiche nella promozione degli impianti rinnovabili, sostanzialmente con una semplificazione degli iter autorizzativi, sia nel renderle determinate in politiche di promozione dell'efficienza negli usi elettrici. La sola introduzione di target regionali sui consumi energetici diretti rischierebbe infatti di sostituire i consumi energetici con consumi elettrici, spesso determinando un peggioramento dell'efficienza energetica complessiva. Per quanto i prezzi dell'energia elettrica assorbono il costo del CO₂ per effetto dell'ET è infatti alquanto probabile che il consumatore non ne sia consapevole e a fronte di politiche regionali di riduzione dei consumi energetici primari rischi di spostare i propri consumi su approvvigionamenti elettrici.

Nella figura 4.8 viene presentato il contributo percentuale della generazione rinnovabile sul CIL regionale e il contributo addizionale, sempre in termini percentuali del CIL qualora venissero realizzati gli impianti ad oggi qualificati in progetto presso il GSE.

Per una spartizione ulteriore degli obiettivi andrebbe sviluppata un'analisi dei potenziali teorici del contributo alle fonti rinnovabili in relazione a diversi indicatori, ventosità, risorse idriche sfruttabili, disponibilità di territorio da destinare a coltivazioni energetiche, risorse geotermiche per produzione elettrica, irradiazione solare.

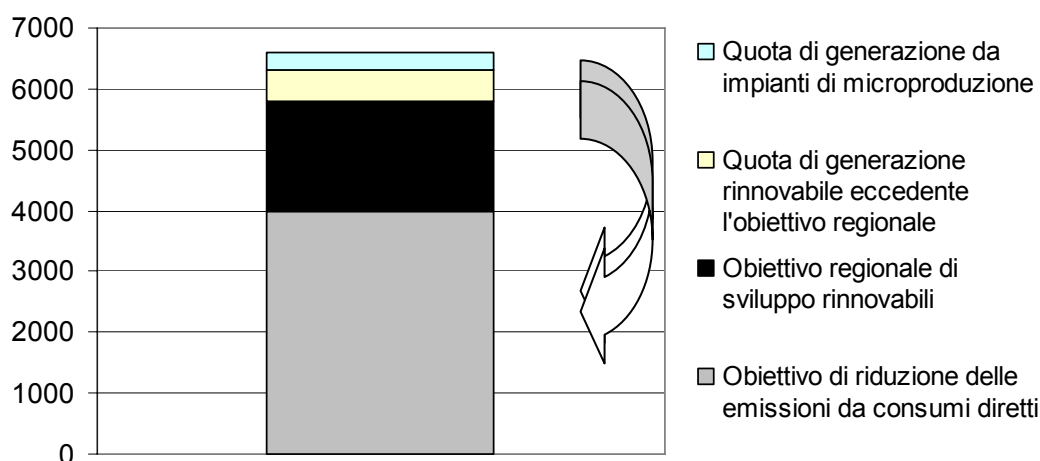
Figura 4.8 - Contributo regionale al CIL e potenzialità dei nuovi impianti ad oggi qualificati (%)



Considerato il forte ritardo nazionale nel perseguimento degli obiettivi comunitari è possibile ipotizzare un sistema che premi le Regioni nella promozione delle rinnovabili e nel conseguimento di risparmi elettrici. Un possibile schema di incentivazione potrebbe infatti prevedere che le Regioni possano sottrarre dai target di riduzione loro assegnati le quote di rinnovabili prodotte in eccesso al target di sviluppo delle rinnovabili attribuito. Il risparmio di CO₂ andrebbe calcolato in base alla media delle emissioni di gas da produzione termoelettrica nazionale.

Una simile competizione tra i diversi obiettivi potrebbe inoltre essere individuato per le tecnologie di piccola scala, ad esempio impianti di generazione sotto i 100kW che non trovano una collocazione nei sistemi d'incentivazione nazionale e che evidentemente vedrebbero una più facile realizzazione a fronte di un impegno regionale. I benefici in termini energetico ambientali derivati dalla realizzazione di questi impianti, pur determinando un doppio conteggio in termini di emissioni e dunque una riduzione degli obiettivi nazionali, potrebbero essere accreditati alla Regione in riduzione dei target individuati (figura 4.9).

Figura 4.9 - Contributo della generazione rinnovabile al raggiungimento dei target regionali



4.5 Territorio e sostenibilità ambientale

4.5.1 VAS: applicazioni e best practice energetiche

La finanziaria 2007 ha previsto una serie di interventi incentrati sul tema dell'energia, dell'efficienza e del risparmio energetico, promuovendo attraverso diversificate forme di incentivazione, uno stimolo importante verso l'adozione di comportamenti e soluzioni maggiormente rispondenti ai nuovi obiettivi del Paese riguardanti la riduzione delle emissioni inquinanti e, più in generale, la riduzione del consumo di energia.

Di seguito si elenca una sintesi di questi interventi:

- Agevolazioni fiscali per la riqualificazione energetica degli edifici
- Fondo per l'incentivazione di edifici ad altissima efficienza
- Contributi per frigoriferi ad alta efficienza
- Incentivi per l'installazione di motori industriali ad alta efficienza e a velocità variabile
- Semplificazioni amministrative per i piccoli auto-produttori di energia elettrica
- Incentivi per i biocarburanti
- Interventi sulla fiscalità energetica per finalità sociali
- Iva agevolata per energia ecologica

Molto vari sono gli strumenti finanziari utilizzati: l'IVA, le accise, gli incentivi alla semplificazione amministrativa, da più parti considerata come uno degli strumenti più necessari. L'adozione di un approccio articolato è senz'altro quello che risponde maggiormente in termini di efficacia all'estrema complessità del tema energetico e all'adozione di comportamenti più virtuosi da parte dei molteplici soggetti, pubblici e privati, collettivi e individuali, coinvolti in una strategia comune che ridisegni il nuovo assetto energetico del paese. In particolare, si evidenzia il fatto che negli ultimi tempi c'è stata una certa tendenza da parte di Regioni ed enti locali verso la promozione e il cofinanziamento di interventi di ristrutturazione edilizia finalizzati al risparmio energetico e al ricorso a fonti di energia rinnovabili, in linea con quanto previsto dalla finanziaria. Pur essendo evidente che in questo momento storico si è accentuata l'attenzione dei governi e delle imprese sui modi di consumo dell'energia, espresso attraverso la priorità dell'efficienza energetica, il tema "energia" continua a coniugarsi con il tema "territorio" attraverso l'analisi e la progettazione di interventi riguardanti la correlazione tra sistema di produzione e sistema di consumo.

La UE ha cercato di regolamentare i rapporti tra questi due sistemi attraverso una serie di normative, alcune obbligatorie (VAS e VIA) ed altre volontarie, proponendo e sostenendo che solo attraverso processi di *governance* con metodologie di condivisione delle scelte si potessero rendere i tempi di progettazione, e realizzazione compatibili con i cambiamenti oggi presenti nel settore energetico. L'insieme delle tematiche energetiche territoriali, cioè dei problemi che devono essere risolti, riconduce sostanzialmente ancora a due elementi fondamentali: la scelta delle fonti e la localizzazione degli impianti necessari al loro utilizzo (estrazione, produzione, trasporto, consumo differenziato). Assume in questo contesto una particolare importanza la rete di distribuzione dell'energia elettrica.

Rete di distribuzione energia elettrica

La rete di distribuzione si presenta come uno degli strumenti più importanti per la gestione del settore energetico, e anche gli ultimi eventi negativi, black-out parziali, hanno evidenziato notevoli problematiche, riassumibili in:

1. Controllo europeo e non solo nazionale della rete
2. Tempi di risposta della rete nazionale ai picchi di richiesta
3. Tempi di risposta della rete nazionale ai guasti anche extra territoriali nazionali
4. Influenza dell'efficienza della rete nazionale sui costi e sulle perdite

Per quanto attiene al punto 1, il dibattito è tutto politico in questa fase ed appare appena avviato, sia in sede nazionale che UE, per cui non si può segnalare altro che il crescente interesse verso la realizzazione di un centro di controllo UE della rete di distribuzione. Si vuole qui indicare soltanto, in aggiunta, che una gestione integrata della rete di distribuzione consentirebbe di migliorare anche l'uso di impianti energetici da FER di piccola taglia, distribuite oggi sia come numero che come potenza efficiente lorda in modo disuniforme sul territorio UE.

Per quanto riguarda la rete nazionale, punti 2-3-4, dopo un periodo piuttosto lungo di stasi, durato dal 1992 al 2000, durante il quale la struttura della rete si è impoverita, perdendo tratti operativi ed in generale efficienza, dal 2000 in poi, attraverso la progettazione di una procedura di VAS concordato tra TERNA ed i vari Ministeri, si è determinata una ripresa del processo di rinnovamento e adeguamento della rete nazionale, sia nelle componenti dorsali, che nelle parti periferiche. Si illustra nel seguito, come esempio di *best practice*, la procedura messa in atto da TERNA..

Descrizione metodologica best practice

La metodologia applicata per l'efficientamento della rete si articola principalmente in tre fasi:

- analisi della criticità territoriale;
- analisi della sostenibilità del Piano di Sviluppo;
- studio dei corridoi.

L'analisi della criticità territoriale prende origine dall'inquadramento ambientale e socio culturale dell'intero territorio regionale. E' infatti necessario disporre di elementi di natura ambientale, territoriale e socio-culturale, ad una scala di riferimento regionale, per poter collocare le opere previste dal Piano di Sviluppo in un contesto di cui si abbia una conoscenza adeguata. Tale inquadramento, derivante dalla sovrapposizione ragionata di cartografia tematica, è mirato ad individuare particolari situazioni in cui l'inserimento di una infrastruttura elettrica necessita di un approfondimento e un'attenzione particolari; situazioni dunque che presentino una qualche "criticità potenziale". I livelli di criticità sono da considerarsi come indicazioni di carattere generale e non come un divieto o una prescrizione. L'analisi della sostenibilità del Piano di Sviluppo (seconda fase) è basata sull'applicazione di indicatori, opportunamente individuati, raggruppati secondo quattro indici, rappresentativi dei macro-obiettivi della sostenibilità: congruenza tecnica, congruenza economica, sostenibilità ambientale, sostenibilità sociale. Gli interventi previsti dal Piano di Sviluppo già approvato sono caratterizzati dagli indicatori precedentemente citati, i cui livelli di giudizio, aggregati in maniera adeguata, consentono di valutare il grado di sostenibilità complessiva del Piano di Sviluppo.

Lo studio dei corridoi, che rappresenta la terza ed ultima fase dello studio di VAS, è finalizzato ad individuare, per ogni intervento avente una implicazione territoriale significativa, porzioni di territorio all'interno delle quali è possibile realizzare le linee elettriche (aree di fattibilità) e successivamente quelle che più si prestano ad ospitare gli impianti previsti dal Piano di Sviluppo (corridoi). I criteri per l'individuazione dei corridoi, condivisi con la Regione e, attraverso essa, con gli Enti locali, sono basati su tre categorie: Esclusione, Repulsione, Attrazione. Le tre categorie sono articolate in livelli che facilitano la classificazione delle aree e la selezione del corridoio con il più elevato grado di compatibilità/sostenibilità ambientale, sociale, economica e tecnica. I corridoi così individuati sono sottoposti al processo concertativo con Regione/Enti locali per giungere ad una loro condivisione.

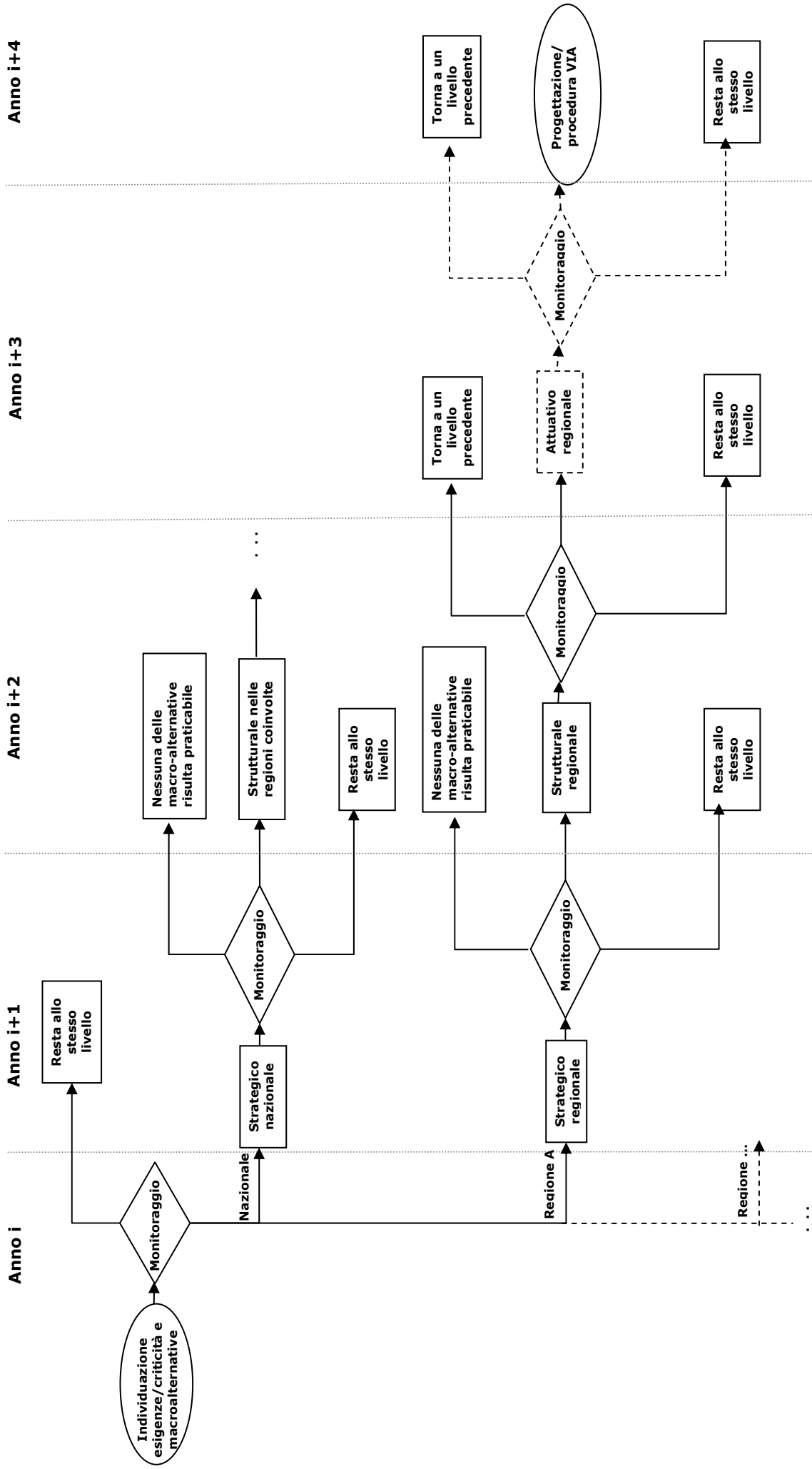
Le tre fasi della VAS, seppure distinte, sono sviluppate in modo che i risultati di una contribuiscano ad una migliore attuazione delle altre attraverso meccanismi virtuosi di feedback. La figura 4.10 illustra lo schema nel suo complesso.

Questo processo, ottenuto attraverso l'applicazione delle normative europee in tema di valutazione ambientale e di condivisione e *governance* delle scelte di sviluppo, di seguito illustrato nello schema 1, ha consentito il recupero di efficienza della rete ed il superamento, molto importante dal punto di vista operativo, dei conflitti sociali e locali legati alla realizzazione di nuovi impianti.

Dal punto di vista operativo nel periodo 1994-2003 si sono infatti avute dismissioni della rete a 380 KV ed equivalente, pari a ad una media di -39 km/anno, mentre dal 2002 al 2005, applicando la procedura VAS si sono avute autorizzazioni, progettazioni e costruzioni della stessa rete in totale pari a circa 600 Km, cioè una media di +150 km/anno.

Per quanto riguarda il ruolo della rete nel sistema energetico, oggi diviso in aree commerciali, si tenga conto che la capacità produttiva del paese è concentrata prevalentemente nell'area nord e nell'area sud, territori in cui la rete è già congestionata, con conseguente rischio di non garanzia delle condizioni di sicurezza del sistema. Si ricorda che una criticità della rete comporta la non ottimale utilizzazione della capacità produttiva, e che, come emerge dai dati dei nuovi impianti e delle ulteriori autorizzazioni, citate in seguito, tali criticità si aggraveranno nel breve periodo, entro il 2010. Per l'area sud e le isole, particolarmente la Sardegna, nella quale si hanno in campo progetti rilevanti nel campo dell'energia eolica, si ricorda che gli attuali collegamenti di rete sono oltre che di limitata portata, anche molti vecchi, per cui occorre ipotizzare un loro efficientamento e ammodernamento.

Figura 4.10 - Best practice, schema di applicazione VAS di TERNA



Fonte TERNA 2006

Nello schema precedente, quando è possibile livelli successivi (strategico e strutturale) possono anche svolgersi nello stesso anno, mentre la presenza nel piano livello attuativo sarà necessariamente oggetto di ulteriore approfondimento. Infatti tale livello costituisce la cerniera tra VAS e VIA. Nel caso in cui esso sia incluso nel piano occorre comunque lasciare adeguato margine decisionale alla procedura di VIA, ad esempio valorizzando la fase di *scoping*, che potrebbe rappresentare l'anello di congiunzione tra VAS e VIA. Il processo è condiviso dal Gestore con Ministeri (MAP, MATT, MiBAC, MIT) e Regioni, attraverso l'attivazione di tavoli istituzionali. Nello schema sono inclusi alcuni momenti di confronto formalizzati, rispettivamente in apertura del processo, al termine della fase di orientamento (*scoping*), al termine della consultazione, per dare indicazioni sulla revisione del piano o di sue porzioni e per l'individuazione delle misure di mitigazione e degli eventuali interventi di compensazione, ed eventualmente in fase di approvazione del piano, su richiesta di almeno una delle Istituzioni, qualora permangano criticità irrisolte.

Tra le *best practice* connesse alla rete, oltre al caso TERNA, va anche citato il caso della ACEA-Electrabel che ha collegato le proprie politiche di mercato con una policy di efficientamento della gestione della rete e con azioni di supporto per il risparmio energetico.

Tali azioni, diffuse dal nord al sud del paese, hanno avuto due capisaldi: l'attuazione di un cosiddetto federalismo energetico, raggruppando piccoli operatori comunali dispersi, e la fornitura di supporto di analisi e di reperimento tecnologie ai consumatori.

Ciò è stato realizzato creando *joint-venture* locali, volte ad introdurre innovazioni tecnologiche e gestionali di risparmio energetico, dalle lampade alle analisi agli impianti a basso consumo e controllo automatico tra i consumatori, così come a modificazione dei cicli di produzione supportati con innovazione dei materiali, compresi i controlli e l'eliminazione delle microcadute di tensione durante le fasi di lavorazione.

Dopo circa 6 anni di progressiva liberalizzazione del Mercato Elettrico successiva al "Decreto Bersani" si possono notare molte positive evoluzioni, qui in particolare si vuole evidenziare lo sviluppo di una strada originale per percorrere l'opportunità fornita dall'apertura del mercato alla concorrenza, attuato da ACEA Electrabel.

L'approccio positivo si è basato su un'immagine di sedi storiche, e quindi dotate di un loro mercato di riferimento, utilizzate per creare siti di collegamento tra cittadino, residenti e imprese, dove l'utente trova un supporto gestionale e tecnologico verso l'efficienza energetica, creando i presupposti per una fornitura individualizzata e "guidata all'efficienza ed al risparmio. Quindi si sono create a diverse JV in Italia basandosi su accordi con società Municipalizzate pre esistenti. In Umbria a Terni con ASM Terni è stata costituita Umbria Energy che opera su tutta la Regione e estende le sue operazioni sulle Marche; nell'oltrePò Pavese con ASM Voghera è stata costituita V.E.V., che opera territorialmente nell'area Pavia, Lodi, Cremona, Alessandria, Novara, La Spezia, con estensioni ad altre province della Lombardia, del Piemonte e della Liguria; in Toscana con CONSIAG è stata costituita Elettrica, che si occupa del mercato toscano. Infine recentemente con AMGAS Bari e AMET Trani è stata costituita ELGASUD che gestirà le operazioni nelle Regioni Puglia e Basilicata.

Queste realtà territoriali che operano con le stesse modalità della società madre utilizzandone i servizi tecnici e di Marketing a matrice sono costituite con capitale paritetico e si pongono l'obiettivo non solo di vendere energia elettrica e gas nelle aree di competenza ma anche di avviare un circolo virtuoso che ha l'obiettivo di far permanere nei territori detti ricchezza senza trasferimenti verso altre aree del paese ed essere partner per lo sviluppo delle imprese.

Per fare un esempio si segue un po' la strategia della grande distribuzione che si presenta sul territorio con più marchi ma con piattaforme di controllo e centrali di acquisto unificate. Economia di scala, operatività comune ma specializzata sul territorio e sui segmenti di mercato, *sharing* dei rischi e degli investimenti i dati significativi, con una accumulazione di capacità di orientamento del mercato che è spendibile in termini di riduzione e controllo dei consumi.

Nell'immediato futuro si sta lavorando per mettere questo approccio in consonanza con: i)utilizzo di energia da fonti rinnovabili, ii)campagne di ottimizzazione e risparmio energetico, iii)realizzazione di nuovi impianti produttivi, e più a lungo termine, iv)raggiungere un equilibrio consumi-zone di produzione che potrebbe dare grandi vantaggi alla rete di trasporto e distribuzione dell'energia.

Sempre tra le *best practice* vanno segnalate anche quelle relative alle azioni proposte sistema finanziario, dirette all'efficienza energetica dei singoli consumatori, intesi come cittadini e come imprese.

Si evidenzia un certo interesse da parte delle banche a creare prodotti finanziari specifici per tipologie di clienti che vogliono adottare impianti alimentati a FER e/o risparmio energetico.

Tra quelle più generali si segnala la banca Montepaschi, che ha previsto un prodotto finanziario specifico per la clientela, sia imprese che enti pubblici, che intende dotarsi di impianti fotovoltaici con potenza fino a 1000 kW per nuova costruzione o rifacimento/potenziamento impianto esistente.

Tra quelle indirizzate ai cittadini, si segnalano quelle delle Banche di Credito Cooperativo di Carugate e di Cernusco sul Naviglio. In base all'iniziativa della provincia di Milano, cittadini potranno ottenere prestiti da queste banche, per ristrutturare le proprie case e ridurre i consumi energetici a tasso zero e restituiranno solo il denaro prestato senza pagare interessi; gli interessi sui prestiti saranno ripartiti equamente tra la Provincia di Milano e le, che hanno aderito all'iniziativa provinciale.

Gli interventi di ristrutturazione dovranno però essere tali che il risparmio di energia conseguito annualmente sia maggiore o al massimo uguale alle rate di rimborso del prestito al netto degli interessi. Interessi che come detto, sono a carico della Provincia e delle Banche.

Inoltre grazie alla finanziaria appena approvata, oltre all'IVA al 10% si potrà usufruire di una detrazione di imposta lorda pari al 55% dalla spesa sostenuta, da ripartire in tre anni.

Tutto questo fa parte dell'impegno assunto dalla Provincia allorché nel febbraio di quest'anno nell'ambito del Patto per l'Energia sono stati individuati i principali strumenti per raggiungere l'obiettivo di ridurre di 35.000 tep/anno i consumi finali di energia: nuovi regolamenti edilizi per dimezzare i consumi, certificazione energetica degli edifici per rendere più trasparente il mercato edilizio, la costruzione di una rete di sportelli informativi per aiutare i cittadini nelle loro scelte, l'adozione di contratti di servizio per garantire i risultati promessi, e infine un costo del denaro molto ridotto.

Entro gennaio verrà emanato il bando per i singoli proprietari di case e per i condomini; verranno adottate procedure molto snelle per erogare i prestiti e gli edifici ristrutturati verranno certificati con le nuove procedure definite dal Sacert, il sistema di accreditamento costituito appositamente con i principali portatori di interessi del mondo edilizio per diffondere la conoscenza sui consumi e per assicurare che la qualità energetica di un edificio, non sia più una caratteristica nascosta ma diventi un valore importante.

Per quanto riguarda invece l'efficienza energetica delle imprese, si aggiunge l'iniziativa della banca San Paolo, che ha istituito un finanziamento a medio-lungo termine volto a soddisfare le specifiche esigenze di tutte le imprese, e particolarmente a quelle caratterizzate da consumi energetici elevati, interessate al contenimento dei consumi e alla garanzia dell'approvvigionamento.

Possono essere finanziati progetti di investimento di durata fino a 24 mesi, ed in particolare:

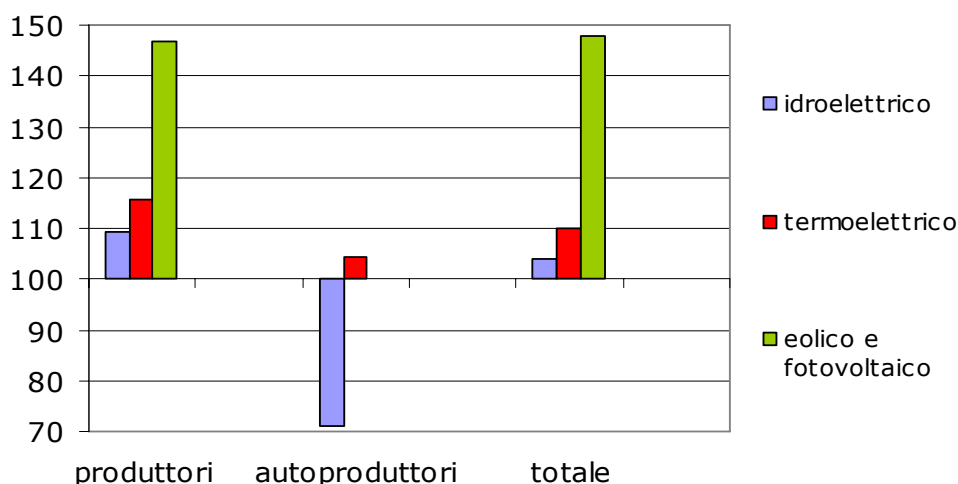
- investimenti fissi finalizzati alla realizzazione/ampliamento di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili e assimilate, all'ammodernamento/riconversione di quelli convenzionali, al risparmio energetico nei processi produttivi ad alta intensità energetica (compresi i costi di progettazione, terreni, opere civili, macchine, cavidotti, trasformatori, quadri elettrici, allacciamenti ecc.);
- investimenti immateriali riguardanti studi di fattibilità, acquisizione di know-how, software gestionali ecc.;
- investimenti inerenti la produzione su scala industriale di attrezzature o materiali per la produzione di energia alternativa o il risparmio energetico, con tecnologie innovative;
- l'acquisizione di rami d'azienda o la partecipazione in società di produzione di energia. Il costo dei progetti non deve essere inferiore a 250.000 euro e - di norma - non può superare i 6 milioni di euro.

Le imprese che porteranno positivamente a termine il piano degli investimenti beneficeranno, nella fase di ammortamento, di una riduzione dello *spread* in misura variabile tra il 15% ed il 5% per progetti realizzati nell'ambito delle fonti di energia rinnovabili e del risparmio energetico. Per consentire all'impresa di avviare speditamente il proprio piano tecnico, l'erogazione del finanziamento, per i progetti in regola con le necessarie autorizzazioni, avviene per gran parte in via anticipata rispetto alla spesa.

Collocazione dei nuovi impianti di produzione di energia elettrica, e degli impianti di trasformazione e stoccaggio combustibili gas

Nel periodo 2002-2006 si sono avute importanti variazioni nella distribuzione degli impianti di produzione energia, nella dislocazione della potenza efficiente lorda, e naturalmente anche nei consumi. I grafici e le tabelle seguenti rappresentano le variazioni in termini di numerosità, tipologie e potenze.

Figura 4.11 - Variazione del numero di impianti totali sul territorio nazionale. Anni 2002-2005 (2002=100)



Fonte: elaborazione ENEA su dati TERNA, 2005

Tabella 4.17 - Numero degli impianti: saldi, incrementi e dismissioni. Anni 2002-2005

	Produttori	Autoproduttori	Totale
idroelettrico	158	-77	81
termoelettrico	75	19	94
eolico e fotovoltaico	51	1	52

Fonte: elaborazione ENEA su dati TERNA, 2005

Tabella 4.18 - Potenza efficiente lorda. Anni 2002-2005 (MW)

	Produttori	Autoproduttori	Totale
idroelettrico	644	-40	606
termoelettrico	7541	113	7654
eolico e fotovoltaico	858	2	859

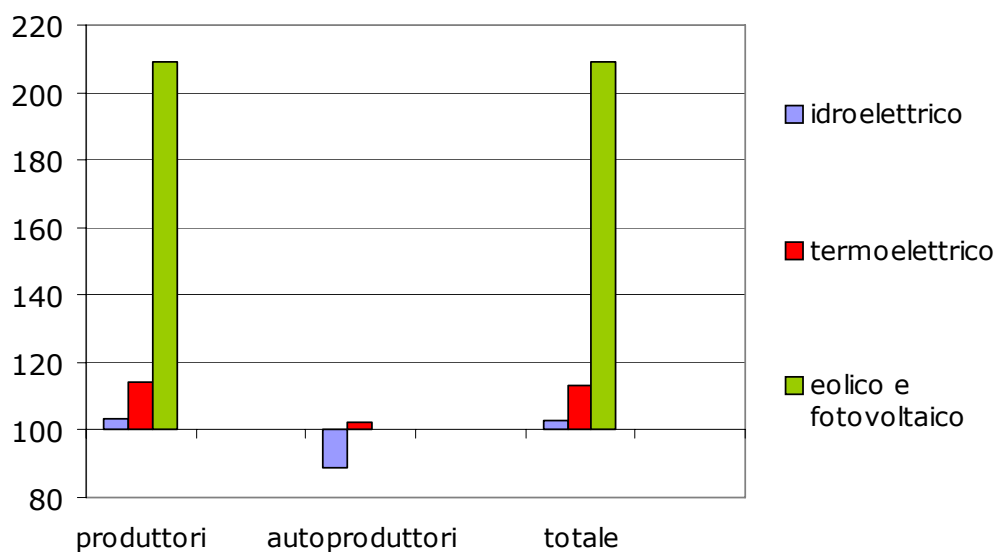
Fonte: elaborazione ENEA su dati TERNA 2005

Tabella 4.19 - Potenza efficiente lorda in MW: media per nuovo impianto. Anni 2002-2005

	Produttori	Autoproduttori	Media totale
idroelettrico	4,1	-	7,5
termoelettrico	100,5	5,9	81,4
eolico e fotovoltaico	16,8	2	16,5

Fonte: elaborazione ENEA su dati TERNA, 2005

Figura 4.12 - Variazione della potenza efficiente lorda. Anni 2002-2005



Fonte: elaborazione ENEA su dati TERNA, 2005

L'analisi dei dati sopra illustrati fa emergere le importanti novità nel settore della produzione di energia elettrica, che ha visto aumentare gli impianti di un numero notevole, superando gli stalli degli anni precedenti. Tali impianti sono sia di grande taglia, ma anche di piccola a media, rafforzando così la realizzazione di un sistema distribuito di produzione. Anche se per gli impianti di piccola taglia l'iter autorizzativo è più complesso di quelli di grande taglia. La crescita ha inoltre determinato una concentrazione nei produttori ed una riduzione del peso degli autoproduttori. Va rimarcato anche che nel fotovoltaico e eolico, l'attuale situazione tecnologica (gestione e taglia degli impianti), e gli elementi di policy praticati, hanno generalmente escluso gli autoproduttori da questa tipologia di fonte.

Per quanto riguarda invece gli impianti di stoccaggio gas, elemento rilevante anche a fronte delle problematiche relative alla sicurezza degli approvvigionamenti, su cui inferiscono ragioni di mercato, politiche ed ora anche climatiche, l'Italia si sta dotando di una serie di stoccaggi sotterranei, distribuiti prevalentemente lungo l'asse centro-nord (tabella 4.23).

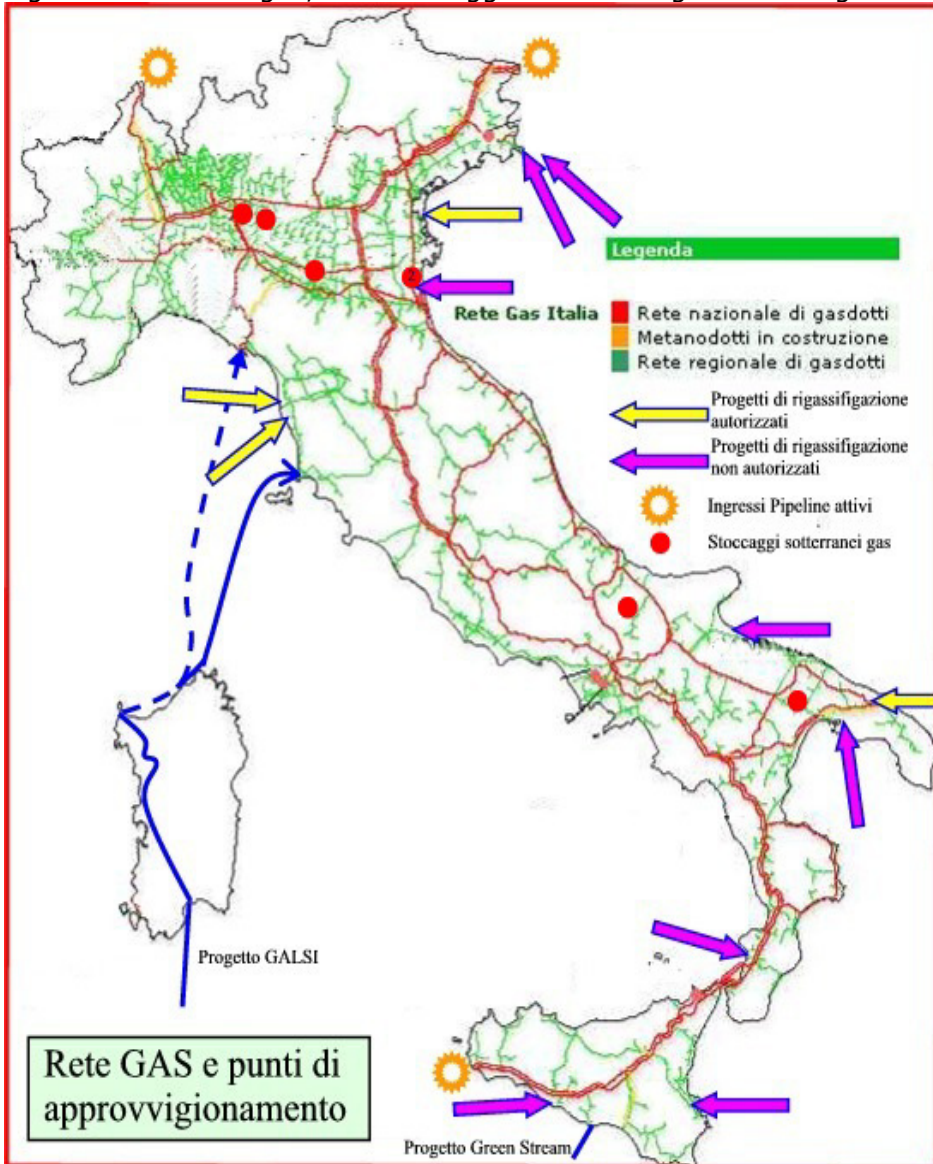
Nella figura 4.13 si presenta invece il complesso dell'impiantistica di trasporto e approvvigionamento della fonte gas, da cui emerge come l'intera penisola sia variamente interessata da impianti di rigassificazione di gas liquido e da stoccaggi sotterranei. L'insieme ben rappresenta anche la grande dimensione dello sforzo tecnico gestionale necessario per supportare tale pianificazione progettazione con adeguate capacità professionali (tecnologiche e gestionali). Si sottolinea che su tale esigenza si potrebbero riposizionare alcune competenze ENEA, disponibili ma ancora sottoutilizzate, con le quali in questi anni l'Ente, come entità terza, ha supportato sia il Ministero dell'Ambiente che quello dello Sviluppo Economico.

Tabella 4.19 - Elenco nuovi stoccaggi sotterranei gas e dimensioni

Luogo e stato	Dimensione, milioni di m ³
(Lodi)-approvato	590
(Ravenna)-approvato	915
(Matera)-approvato	742
(Modena) -in acquifero profondo-approvato	3000
(Campobasso)-approvato	324
(Ravenna)-in attesa di delibera	1650
(Cremona)-bloccato in contenzioso	1200
totale	8421

Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP e MATT, 2006

Figura 4.13 - Rete gas, con stoccaggi sotterranei gas e nuovi gassificatori autorizzati



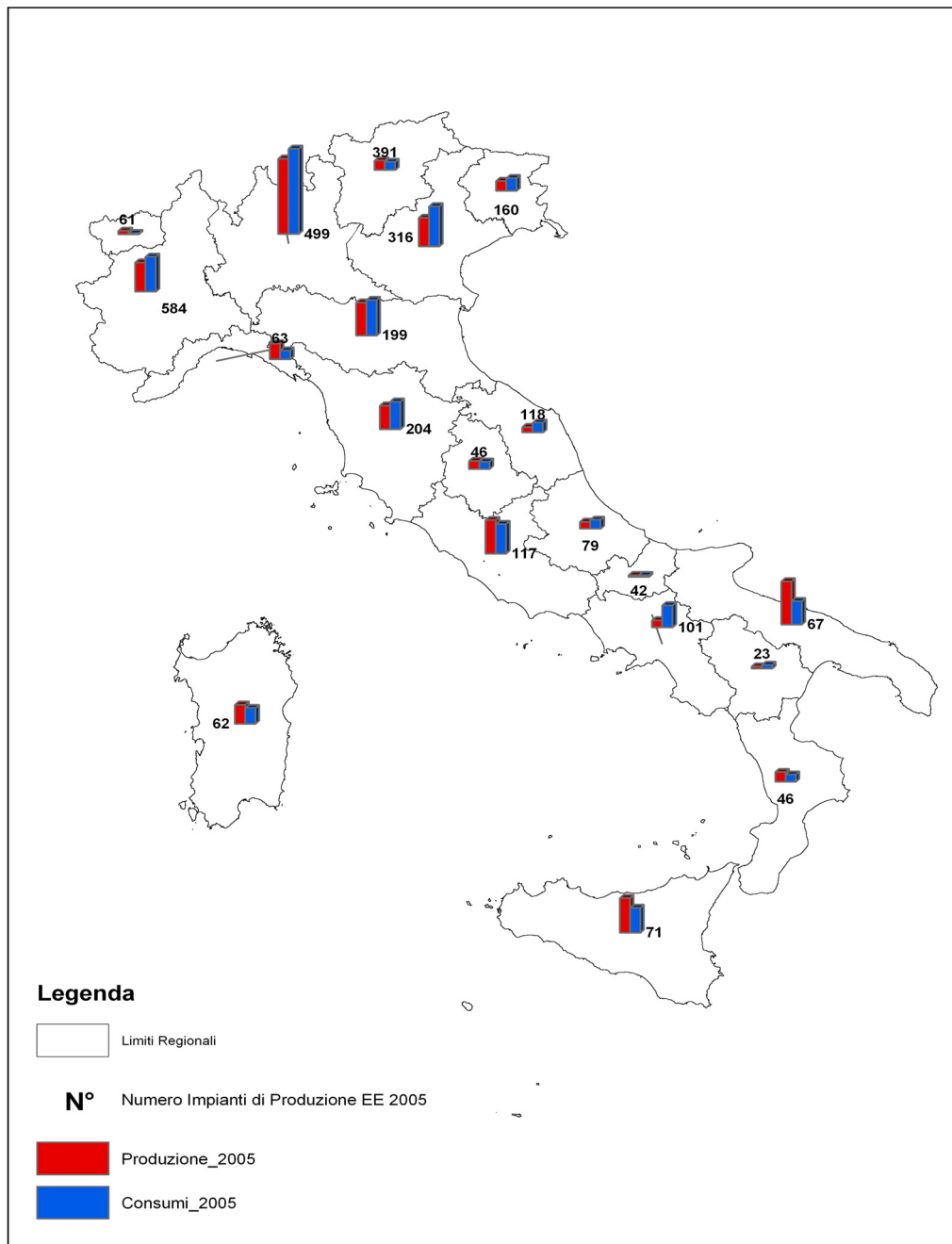
Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP e ENEA

4.5.2 Processi territoriali

Consumi produzione e nuovi impianti e VIA

Le figure 4.14 e figure 4.15 presentano la attuale situazione impiantistica per la produzione di energia elettrica e le dimensioni delle produzioni e dei consumi. Per quanto riguarda le nuove centrali, oltre agli impianti già entrati in produzione nel periodo 2002-2005 (fig. 4.14) se ne hanno altri per i quali è già stata emanata la autorizzazione VIA da parte dei ministeri competenti (figura 4.15). La seguente mappa ne illustra la distribuzione, per come è prevista nella documentazione dei decreti autorizzativi.

Figura 4.14 - Distribuzione produzione e consumi e numero totale degli impianti di produzione elettrica. Anni 2002-2005 (GWH)



Fonte: elaborazione ENEA su dati MAP, TERNA e MATT, 2006

Figura 4.15 - Distribuzione territoriale nuove centrali termoelettriche autorizzate. Anni 2002-2005



Fonte: elaborazione ENEA su dati MSE, 2006

A fronte della richiesta di nuove centrali, che pone dei problemi di carattere territoriale, per l'applicazione di VAS e VIA, va anche sottolineato che le nuove centrali operative si basano su un'applicazione di nuove tecnologie, in generale a più alto rendimento energetico, e a più bassi impatti e consumi di risorse, illustrate sinteticamente nella tabella 4.24.

Nel sistema paese si è quindi sviluppato uno sforzo di innovazione tecnologica per quanto riguarda le centrali di nuova generazione è già in campo; questo testimonia che la sostituzione delle vecchie tecnologie con le nuove, caratterizzate da basso impatto ed alto rendimento, può essere proficuamente fatta anche in Italia. Questa capacità tecnologica in un settore chiave dei prossimi dieci anni, deve essere proficuamente messa al servizio del sistema paese, sia per quanto riguarda la sua qualità territoriale ambientale ed energetica, ma anche in funzione della presenza e penetrazione delle competenze tecnologiche e gestionali italiane nei mercati internazionali.

Va infine evidenziato che tale capacità di innovazione tecnologica già dimostrata, darà maggiori o minori benefici sotto il profilo dei consumi e degli impatti ambientali, solo nella misura in cui sarà accompagnata da elevate professionalità e competenze nel campo della valutazione della *governance* dei processi territoriali.

Tabella 4.24 - Nuove tecnologie delle centrali autorizzate

combustibili	rendimento	Raffreddamento e sistema di condensazione	Elementi principali
1 cogenerazione, con un'impianto a ciclo combinato 2 centrale termoelettrica alimentata a gas naturale 3 impianto per la produzione di energia elettrica con teleriscaldamento	Compreso tra il 39,6% e il 56,4	1 il sistema di condensazione del vapore è basato su un sistema di raffreddamento ad acqua proveniente anche da impianti di depurazione, e quindi non comporta prelievi idrici da corpi idrici superficiali e sotterranei o emissioni di vapore in atmosfera, salvo le necessità di reintegro di circuiti di produzione del vapore e teleriscaldamento 2 il sistema di raffreddamento adottato, al fine di minimizzare i prelievi idrici, è del tipo ad aria, utilizzando degli aerotermini a circolazione forzata, sia per la condensazione del vapore in uscita dalle turbine, sia per il raffreddamento degli ausiliari (olio turbine e alternatori, idrogeno dell'alternatore)	<ul style="list-style-type: none"> • turbina a gas, • generatore di vapore a recupero, • turbina a vapore, • sistema di raffreddamento con condensatore in ciclo aperto moduli di produzione pressoché indipendenti • caldaie a recupero per la produzione di vapore ad alta e bassa pressione

Fonte: elaborazione ENEA su dati MATT, 2006

Si evidenziano le tendenze dei grandi operatori del settore, ENEL, EDISON ecc., a usare mix di combustibili fossili, a proporre un incremento notevole dei rendimenti, con conseguente riduzione delle emissioni di CO₂, ed a utilizzare una modifica sostanziale dei sistemi di raffreddamento, accompagnati spesso da sistemi di condensazione, per di ridurre ulteriormente i consumi di acqua ed anche parzialmente le emissioni.

La struttura imprenditoriale energetica del paese si è quindi innovata, e l'insieme delle tecnologie utilizzate consente di affermare che si ha una convergenza, per le centrali di nuova generazione, verso una riduzione degli impatti sul microclima ed anche sul globale, così come sull'uso delle risorse, che indica certamente un cambio di paradigma nella progettazione, su cui appare ancora scarsa la comunicazione e informazione verso le comunità antropiche circostanti.

Per quanto riguarda il solo rendimento, bisogna partire dal fatto che nel 2005 la media totale di rendimento del parco generativo in Italia è già cresciuta del 2,4 % passando al 42,8% contro il 40,4% del 2004. Si ha quindi un trend in crescita dell'efficienza, che stimando anche le ultime centrali, da progetto, che presentano rendimenti medi superiori al 48%, si avvia complessivamente a rendimenti superiori al 45% (si rimanda al paragrafo 5.3 per quanto riguarda le riduzioni connesse di CO₂).

Tale sforzo tecnologico è anche la conseguenza di un impegno economico, stimato complessivamente dagli operatori del settore, in circa 48 miliardi di euro di capitali investiti, nel quadriennio 2002-2005.

Territorio e caratteristiche del sistema produttivo

Le caratteristiche generali dei territori nei quali si sono insediati gli impianti, e le loro vocazioni principali, sono essenziali al fine di capire, o almeno di esplicitare quali contesti siano stati più ricettivi e meno conflittuali, e come l'innovazione tecnologica e le modificazioni settoriali influenzino le tematiche energetiche. Nella seguente analisi si introduce una classificazione PAVITT del sistema produttivo, applicata in modo innovativo ai consumi energetici, che consente di dare una stima dei pesi delle componenti specifiche del sistema produttivo. In tale elaborazione ENEA si è inoltre modificata la classificazione, introducendo il settore servizi, non classicamente inserito; che si è resa necessaria, data la sua accresciuta importanza, ai fini delle stime delle evoluzioni dei consumi energetici, avvenuta negli ultimi anni in Italia.

Nella tabella 4.25 si illustrano le componenti dei consumi, calcolate secondo la tecnica dello *shift and share*, affiancate alla classificazione dei sistemi produttivi regionali, attuata secondo la classificazione di PAVITT. Tale tecnica consente di capire a quali effetti ed in quale misura sia attribuibile la variazione delle quote di consumo energetico nei diversi territori regionali.

Tabella 4.25 - Componenti consumi regionali e classificazione di PAVITT

	Componenti del tasso di variazione percentuale dei consumi energetici (media annua 2001-2005)			Consumi di energia elettrica per addetto in industria nel 2001 (GWh) (Media nazionale = 13,9)	Composizione degli addetti 2001 secondo classificazione Pavitt*				
	Comp. strutturale	Comp. regionale	Variazione effettiva=T tendenziale (2,09) + Strutturale + Regionale		SCI	SPEC	TRAD	SCA	SERV
Piemonte	-0,33	-0,73	1,03	14,7	2,3	11,9	19	13,7	52,8
Valle d'Aosta	0,09	0,12	2,30	16,3	2,7	5	23,9	7,2	60,8
Lombardia	-0,28	-0,19	1,61	14,6	3,7	11,5	19	11,5	54,1
Trentino A. A.	0,17	1,41	3,68	13,7	0,7	6,6	21,6	9,2	60,9
Veneto	-0,18	-0,02	1,89	13,9	1,5	10,8	25,9	12,4	48,4
Friuli V. G.	-0,34	0,63	2,39	19,9	1,7	10,4	21,5	11,7	53,6
Liguria	0,82	-1,89	1,03	10,6	2,8	5,9	14,3	6,7	69,8
Emilia - Romagna	0,37	0,65	3,11	12,2	1,8	12,9	19,5	11,5	53,4
Toscana	-0,20	0,48	2,37	13,1	1,7	5,6	27,2	8,8	56
Umbria	-0,61	-0,83	0,66	19,2	1,1	7,7	25,3	11,1	54,2
Marche	0,79	0,37	3,26	10,4	1,5	8,8	31,5	10,7	46,6
Lazio	0,89	-0,30	2,69	10,1	3	3,4	13,7	5,3	74,4
Campania	0,25	0,22	2,56	10,3	2,4	5,1	20,4	8,1	63,6
Abruzzo	-0,29	0,47	2,27	15,4	3,1	7,5	26	11,8	50,8
Molise	-0,18	1,44	3,35	15,8	1,4	5,4	28,4	11,8	52,2
Puglia	-0,24	0,43	2,28	16,3	0,8	5,6	26,1	8,5	57,9
Basilicata	-0,99	2,44	3,54	17,1	0,6	5,4	26,3	15,2	52
Calabria	0,71	0,45	3,25	10,2	0,4	4	20,9	5,2	68,5
Sicilia	0,51	-1,04	1,56	17,4	1,3	4,5	18,4	6,8	67,3
Sardegna	-0,46	0,76	2,39	28,7	0,8	4,6	20,1	8,2	65

*Legenda:

SCI: Science Based;
 SPEC: Specialised Suppliers;
 TRAD: Supplier Dominated;
 SCA: Scale Intensive;
 SERV: Servizi.

Elaborazione ENEA su dati TERNA, MSE e ISTAT, 2005

La tecnica *shift and share*, che si configura come un metodo di analisi ex-post, e non può essere usata a fini predittivi, consente di evidenziare tre distinte componenti nella formazione del tasso di variazione dei consumi di energia elettrica nel territorio nazionale, la cui somma costituisce il valore della *variazione effettiva totale*, qui applicate all'analisi di quanto avvenuto nel periodo 2001-2005:

- una *componente tendenziale*, o nazionale, attribuibile all'andamento complessivo dell'economia nazionale, eguale per tutte le Regioni. Per quanto riguarda la componente tendenziale essa è stata calcolata e posta uguale a 2,09 per tutte le Regioni;
- una *componente strutturale*, attribuibile alla specializzazione produttiva della regione, più precisamente al fatto che all'inizio del periodo questa può caratterizzarsi o meno per la presenza di settori produttivi che nel sistema nazionale energetico sono risultati a più rapida crescita;

- una *componente locale, o regionale*, attribuibile alla tendenza della singola Regione ad espandere i consumi più di quanto ci si dovrebbe attendere se questi fossero determinati esclusivamente in base al tipo di specializzazione produttiva.

Pur essendo una tecnica non completamente esente da critiche, in quanto riduce la sua sensibilità analitica se applicata in periodi di tempo molto lunghi, ed infatti è stata da ENEA applicata nel periodo indicato, singolarmente alle variazioni annuali avvenute. Questo ha consentito di enucleare nella componente locale una dimensione proxy dell'efficienza complessiva del sistema, tanto di produzione quanto di trasmissione dell'energia elettrica, così come nell'impiego energetico negli usi residenziali. Nelle Regioni ove si evidenzia una componente locale negativa, si ha quindi che ciò è dovuto a due fenomeni: 1) a parità di composizione della struttura produttiva, gli interventi di risparmio energetico sono stati più incisivi; 2) la rete di trasmissione è divenuta più efficiente rispetto all'utilizzo, soprattutto da parte delle imprese. Data la sua natura residuale, nella quale si fondono aspetti diversi, è impossibile dedurre semplicemente dalla componente locale a quale di questi aspetti, in ogni singola fattispecie regionale, essa sia di volta in volta imputabile.

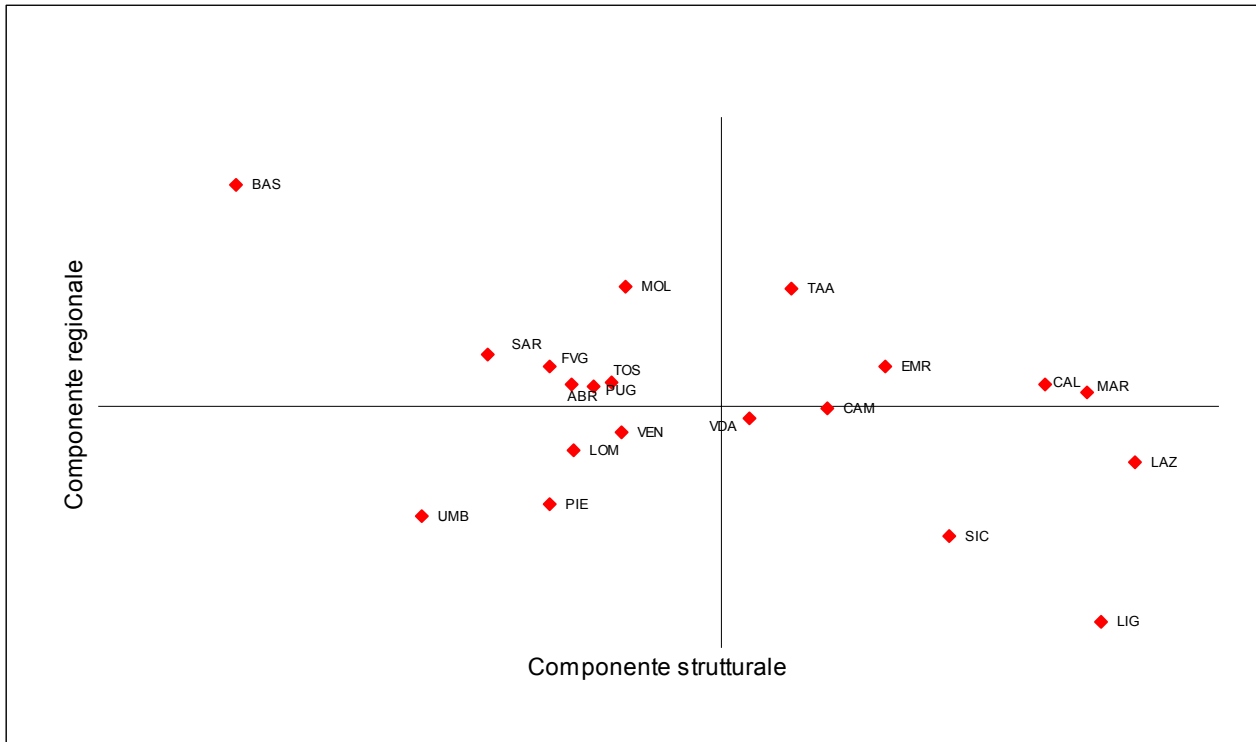
A livello complessivo, i settori che determinano la consistenza della componente strutturale sono da un lato quelli tradizionalmente "pesanti", in termini di intensità energetica, quali la meccanica, il siderurgico, il chimico e il metallurgico e l'alimentare e, dall'altro lato, quelli a più rapida dinamica di mercato, quali soprattutto i servizi.

Dall'esame della figura 4.16, relativa al periodo 2001-2005, emerge il comportamento differenziato delle Regioni in ordine alle componenti locale-regionale e strutturale. Alcune Regioni, come la Liguria, il Lazio, e la Sicilia, mostrano un comportamento "virtuoso", poiché a fronte di una specializzazione produttiva che spingerebbe, a parità di fattori, verso un maggior consumo energetico complessivo, mostrano una componente locale bassa. In particolare, il valore elevato della componente strutturale per queste tre Regioni è imputabile all'elevato peso dei servizi e, per la sola Sicilia, al peso del settore delle raffinerie e cokerie.

All'estremo opposto si collocano Regioni come la Basilicata, la Sardegna e il Molise, con elevata componente regionale e bassa componente strutturale. Il basso valore della componente strutturale per queste tre Regioni è spiegabile in base al peso relativamente limitato dei settori chimico, meccanico e, in genere, dei servizi e, solo per il Molise e la Sardegna, del settore siderurgico. Nella figura 4.17 si presentano invece le correlazioni tra componente locale e variazione effettiva, per come sopra descritte.

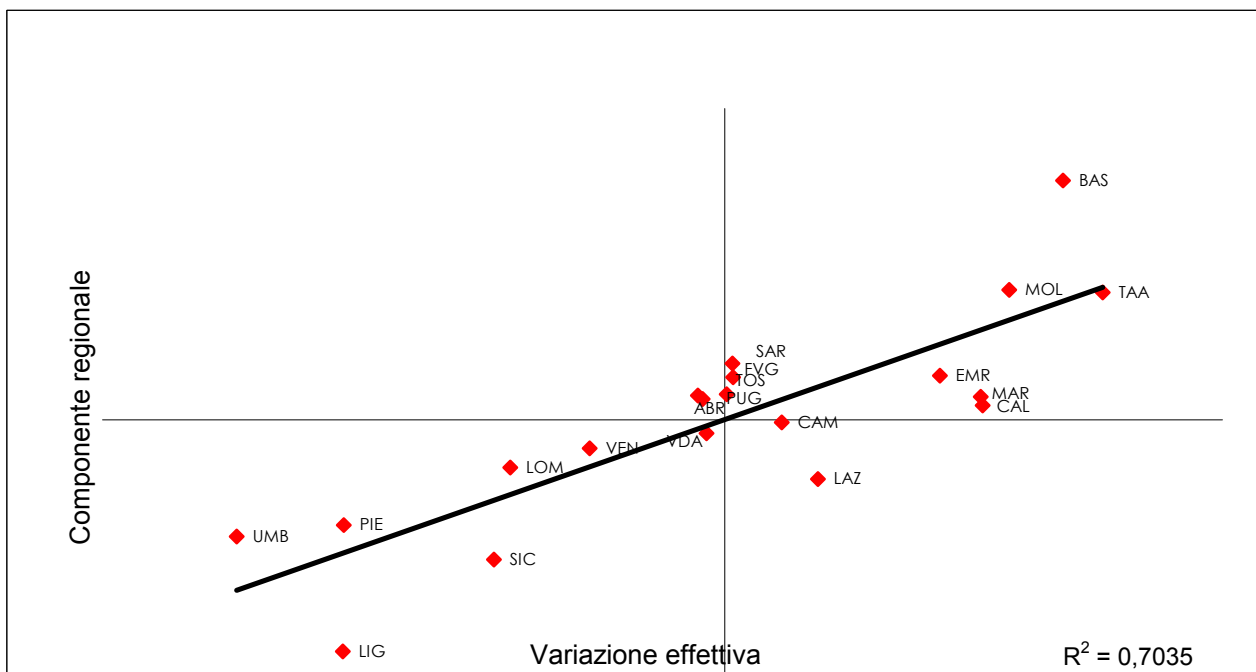
L'intensità elettrica per addetto, espressa nella tabella 4.26 in GWh per addetto nel 2001, è piuttosto alta per il Molise e la Basilicata, mentre in Sardegna è pari a più del doppio della media nazionale. Nel caso della Sardegna, si riconduce all'annoso problema della scarsa disponibilità di gas naturale, che spinge verso l'alto l'intensità elettrica. In particolare, ai fini dei consumi elettrici, questa è non solo elevata ma anche incidente - per via del loro peso sulla struttura produttiva - nel settore della chimica e delle raffinerie e cokerie. È quindi in queste ultime tre Regioni che il sistema energetico sembrerebbe mostrare, alla luce di questo quadro interpretativo, le maggiori criticità.

Figura 4.16 - Componenti strutturali dei consumi vs regionale. Anni 2001-2005



Elaborazione ENEA. Nota: l'origine degli assi è la media nazionale

Figura 4.17 - Componenti regionali dei consumi vs variazione effettiva totale. Anni 2001-2005



.Nota: l'origine degli assi è la media nazionale
Elaborazione ENEA

Sinteticamente dai grafici 4.16 e 4.17 si può evidenziare come si debbano differenziare gli interventi di policy in relazione alle diverse dimensioni delle componenti dei consumi nelle varie Regioni, per rendere efficiente sia la dimensione consumi, che le dimensioni distribuzione e produzione del sistema energetico.

La tassonomia di Pavitt classifica i settori merceologici industriali in quattro comparti, sulla base di caratteristiche della produzione ed utilizzo dell'innovazione tecnologica, sulla base del grado di barriere all'entrata, sulla base della dimensione media delle imprese, e in generale sul tipo di approccio al mercato. Alla originaria classificazione, ai nostri fini, è stato aggiunto il comparto dei servizi. In particolare, il comparto scale intensive comprende industrie caratterizzate da economie di scala, soprattutto quelle dei metalli di base e della lavorazione dei materiali grezzi, ma anche le industrie automobilistiche e in genere quelle caratterizzate dalla produzione di larga serie. Una delle caratteristiche di questo tipo di industrie è la modalità dell'innovazione tecnologica, fondata su un maggior ricorso alla internalizzazione attraverso il ricorso alla spesa in ricerca e sviluppo. Nello stesso tempo quindi, le industrie scale intensive si presentano come grandi utilizzatrici di energia elettrica e come soggetti maggiormente sensibili all'innovazione, perseguita anche con interventi di modificazione del ciclo produttivo. Ciò potrebbe determinare degli effetti anche sul piano del risparmio energetico.

Tabella 4.26 - Coefficienti di correlazione tra consumi e classificazioni PAVITT

	Comp. Strutturale (2001-2005)	Comp. Regionale (2001-2005)	Variaz. effettiva (2001-2005)	Intensità elettrica per addetto (2001)	Special. settore SCI (2001)	Special. settore SPEC (2001)	Special. settore TRAD (2001)	Special. settore SCA (2001)	Special. settore SERV (2001)
Comp. Strutturale (2001-2005)	1	-0,43	0,13	-0,65	0,20	-0,22	-0,41	-0,70	0,55
Comp. Regionale (2001-2005)	-0,43	1	0,84	0,19	-0,47	-0,09	0,52	0,40	-0,36
Variaz. effettiva (2001-2005)	0,13	0,84	1	-0,18	-0,39	-0,24	0,32	0,01	-0,07
Intensità elettrica per addetto (2001)	-0,65	0,19	-0,18	1	-0,31	-0,05	0,10	0,21	-0,10

Elaborazione ENEA da fonti varie

Dall'esame della tabella 4.26, che sintetizza le relazioni che intercorrono tra le variabili espresse in tabella 4.25, si evincono alcuni elementi degni d'interesse.

In primo luogo, come si evince anche dalla figura 4.17, il 70% (pari ad un coefficiente di correlazione eguale a 0,84) della variazione dei consumi di energia elettrica nel periodo 2002-2005 nelle Regioni italiane è spiegato da variazioni di tipo locale, ovvero da fattori estranei al tipo di composizione per settori produttivi, quanto piuttosto allo specifico modo di reagire dei diversi contesti territoriali. In secondo luogo, per quanto attiene alla componente strutturale, i dati evidenziano come una struttura produttiva ad elevata intensità energetica determini una componente strutturale negativa (il valore del coefficiente è pari a -0,65). In altre parole, laddove, per effetto di una particolare composizione industriale, i costi energetici sono più elevati aumenta la sensibilità degli operatori alla tematica del risparmio energetico e maggiore è l'attenzione ad obiettivi di riduzione dei consumi. Parimenti, le Regioni connotate maggiormente da industrie riconducibili al settore scale intensive evidenziano una componente strutturale negativa, probabilmente per lo stesso motivo ora indicato. In altre parole, le Regioni connotate strutturalmente dal settore scale intensive, caratterizzato da una maggior incidenza di costo per l'acquisizione di input energetici, rispetto agli altri, evidenzieranno una maggior sensibilità alla tematica del risparmio energetico. In terzo luogo, seguendo una dinamica speculare a quella ora citata, le Regioni caratterizzate da un maggior peso dei servizi, comparto tradizionalmente a bassa intensità energetica, sono maggiormente interessate da una componente strutturale positiva (valore 0,55, tabella 4.26). Si deve ricordare come il terziario sia basato sia su grandi impianti, quali i centri commerciali, per i quali non risulta ancora operativo un piano di intervento per la riduzione dei consumi di illuminazione e climatizzazione, sia su una serie di aziende collocate in edifici a carattere residenziale che, fino ad oggi, in Italia, risultano privi di adeguata progettazione per la riduzione dei consumi energetici. Se ne guadagna ulteriore conferma alla ipotesi secondo la quale la terziarizzazione si pone come uno dei fenomeni produttivi da seguire con la maggiore attenzione per quanto riguarda i consumi energetici, da supportare con policy mirate, se si vuole raggiungere gli obiettivi di risparmio energetico altrove citati.

APPENDICE - Normativa regionale in ambito energetico

	FONTE RINNOVABILI	RISPARMIO ENERGETICO	NORMATIVA ENERGETICA GENERALE	RECEPIMENTO DI 112/98	PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE
ABRUZZO	L.R. 80/98 Promozione e sviluppo delle fonti rinnovabili L.R. 84/99 Modifiche alla L.R. 80	L.R. 22/02 Miglioramento dei livelli di coibentazione termo-acustica e del contenimento dei consumi energetici L.R. 12/05 Misure urgenti per il contenimento dell'inquinamento luminoso e per il risparmio energetico	Det.Dir. DF2/176 del 10/12/2002 Consumi energetici	L.R. 11/99, 26/00, 57/00, 110/00	
BASILICATA	D.G.R. 2920 del 2004 Atto di indirizzo per il corretto inserimento degli impianti eolici sul territorio regionale		L.R. 13/06 Costituzione della Società Energetica Lucana.	L.R. 7/99	Approvato dal Consiglio Regionale nel 2001
CAMPANIA	D.G.R. 6148/01 Procedure ed indirizzi per installazione di impianti eolici DGR 283/06 Approvazione delle procedure degli interventi a favore dell'impiego di fonti energetiche rinnovabili e per il risparmio energetico in agricoltura.	L.R. 12/02 Norme per il contenimento dell'inquinamento e del risparmio energetico nell'illuminazione DGR 283/06 Approvazione delle procedure degli interventi a favore dell'impiego di fonti energetiche rinnovabili e per il risparmio energetico in agricoltura.	D.G.R. 4818/02 Linee guida nel settore energetico		
CALABRIA	DGR 55/2006 Indirizzi per l'inserimento degli impianti eolici sul territorio regionale.		D.G.R. 1128/00 Linee guida di Pianificazione Energetica Regionale	L.R. 34/2002	Approvato dal Consiglio Regionale nel 2005
E. ROMAGNA	D.G.R. 2964/01 Piano regionale in materia di uso razionale dell'energia D.G.R. 387/02 Compiti agli Enti locali in per il risparmio energetico D.G.R. 18/03 Accordo compiti e funzioni in materia di energia L.R. 19/03 Norme per la riduzione dell'inquinamento luminoso e del risparmio energetico	D.G.R. 26/04 Disciplina programmazione energetica territoriale ed altre disposizioni in materia di energia D.G.R. 2033/02 Accordo quadro in ambiente, mobilità e energia D.G.R. 18/03 Accordo compiti e funzioni in materia di energia D.G.R. 2678/02 Disciplina della programmazione energetica territoriale	L.R. 26/04 Disciplina programmazione energetica territoriale ed altre disposizioni in materia di energia D.G.R. 2033/02 Accordo quadro in ambiente, mobilità e energia D.G.R. 18/03 Accordo compiti e funzioni in materia di energia D.G.R. 2678/02 Disciplina della programmazione energetica territoriale	L.R. 3/99, 12/01	Approvato dalla Giunta Regionale nel 2002

LAZIO	L.R. 15/04	Disposizioni per favorire l'impiego di energia solare termica e la diminuzione degli sprechi idrici negli edifici	L.R. 04/06 art. 36	Disposizioni concernenti le energie intelligenti e l'idrogeno. Costituzione del Consorzio "Agenzia regionale per le energie intelligenti"	L.R. 14/99	Approvato dal Consiglio Regionale nel 2001
LIGURIA	D.G.R. 873/02	Linee guida efficienza energetica nel sistema ospedaliero	D.G.R. 08.08.2002 N. 930 D.G.R. 01.08.2003 N. 953	Convenzione Regione ARE per attività supporto Finanziamento e Programma annuale ARE	L.R. 3-5-9-18/99, 29/00, 2/02, 24/04	Approvato dal Consiglio Regionale nel 2003
LOMBARDIA	L.R. 17/00	Risparmio energetico ad uso illuminazione esterna e inquinamento luminoso	D.G.R. VI/45881 22/10/1999	Individuazione bacini energetici regionali		
	L.R. 1/04	Contenimento dei consumi energetici negli edifici attraverso la contabilizzazione del calore	D.C.R. VII/0674 3/12/2002	Approvazione della politica energetica regionale		
	L.R. 39/04	Norme per il risparmio energetico negli edifici e per la riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti.	L.R. 26/03	Norme in materia gestione energia		Approvato dalla Giunta Regionale nel 2003
	L.R. 38/04	Modifiche e integrazioni alla legge regionale 27 marzo 2000, n. 17 ed ulteriori disposizioni	D.G.R. n. 7/18080 del 2004 DGR 7/2999 del 2000 DGR 7/15703 del 2003	Indirizzi per la realizzazione del catasto degli impianti termici Individuazione interventi per la riduzione delle emissioni di gas serra, ai sensi del DM 337 del 2000. Modifica e integrazione alla deliberazione della Giunta regionale n. 2999 del 29 dicembre 2000	L.R. 5/00	
MARCHE	D.G.R. 2257/00 D.G.R. 1324/02 D.G.R. 291/03	Fondi per incentivare progetti FER e solare termico Criteri e indirizzi di VIA per impianti eolici Fondi per incentivare progetti FER e risparmio energetico	L.R. n. 7 del 14.04.2004	Disciplina della procedura di valutazione di impatto ambientale	L.R. 10/99	Approvato dal Consiglio Regionale nel 2005

MOLISE	D.G.R. 335/00 Contributi risparmio energetico e sviluppo fonti rinnovabili.	D.G.R. 335 SP/ARI del 2000 Contributi risparmio energetico e sviluppo fonti rinnovabili.	L.R. n. 25 Norme per l'elaborazione e l'attuazione del piano di gestione dei rifiuti L.R. n. 15 Interventi per la tutela, lo sviluppo e la valorizzazione del territorio montano	L.R. 34/99, 22/00	
PIEMONTE	D.G.R. 29/02 Aiuti per produzione e utilizzazione FER in agricoltura D.G.R. N. 23-12920 Criteri e modalità per l'erogazione di contributi per interventi dimostrativi e strategici FER 5/7/2004	L.R. 31/00 Inquinamento luminoso e impiego risorse energetiche D.G.R. n. 63-11101 Sviluppo e diffusione impianti a basse emissioni e alto rendimento energetico 24/11/2003	L.R. 23/02 Procedure di formazione Piano Energetico-Ambientale D.G.R. n. 8 /9-11047 Progetti utilizzo idrogeno per energia e mobilità 24/12/2003	L.R. 44/00, 5/01	Approvato dal Consiglio Regionale nel 2004
PUGLIA	L.R. 9 del 11.08.2005 Moratoria delle procedure di VIA per gli impianti eolici DECR. ASSES. 10/09/03 Direttive relative ai progetti per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento L.R. 14/00 Disciplina in materia di idrocarburi liquidi e gassosi e delle risorse geotermiche. DECR. ASSES. 17/05/06 Criteri per la realizzazione di impianti per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del sole	L.R. 15 del 23.11.2005 Misure urgenti per il contenimento dell'inquinamento luminoso e per il risparmio energetico	D.G.R. 1409/02 Approvazione studio per elaborazione piano energetico regionale	L.R. 17-19-24-25/00 L.R. 19/01	
SARDEGNA	DECR. ASSES. 47/13 del 2003 Adesione della Regione Sardegna alla Campagna UE per il decollo delle Fonti Energetiche Rinnovabili	D.G.R. 50/23 del 2005 Piano Energetico Ambientale Regionale	D.G.R. 50/23 del 2005 Piano Energetico Ambientale Regionale		Approvato dalla Giunta Regionale nel 2003

	L.R. 62/93	Norme in materia di risparmio energetico e FER	L.R. 62/93	Norme in materia di risparmio energetico e FER			
	L.R. 43/98	Modifiche L.R. 62/93	L.R. 43/98	Modifiche L.R. 62/93			
VENETO	L.R. 14/03	Interventi agroforestali produzione biomasse			L.R. 25/00	Planificazione energetica	L.R. 11/01
	L.R. 08/06	Iniziative di sostegno alla produzione e all'utilizzo energetico di biomasse legnose					
FRIULI V.G.	LR 18/2003	Regolamento relativo alla concessione di contributi per la riqualificazione di impianti idro	L.R. 4/99	Incentivi per il risparmio energetico nell'industria	L.R. 4/01	Incentivi contenimento consumi e utilizzo FER	D.L. 110/02
	D.G.R. 4231/01	Contributi L.R. 4/99 e adesione programma "Tetti fotovoltaici" e solare termico	D.G.R. 1668/01	Approvazione regolamento per contributi L.R. 4/99	L.R. 6/02	Disposizioni in materia di controllo impianti termici	
			D.G.R. 4231/01	Contributi L.R. 4/99 e adesione programma "Tetti fotovoltaici" e solare termico	D.G.R. 27/01	Programma interventi "Carbon Tax"	
					L.R. 30/02	Disposizioni in materia di energia	
					L.R. 15/2004	Riordinamento normativo 2004 (protezione civile, ambiente, lavori pubblici, pianificazione territoriale, trasporti ed energia)	
P.A. BOLZANO	L.P. 1 del 11.04.2005	Disposizioni transitorie in materia di concessioni di grandi derivazioni a scopo idroelettrico			L.P. 4/93	Uso razionale energia, risparmio e fonti rinnovabili	Approvato dalla Giunta Provinciale nel 1997
P.A. TRENTO	D.G.P. 2190	Provvedimento risparmio energetico e utilizzo FER	D.G.P. 2190	Provvedimento risparmio energetico e utilizzo FER			Approvato dalla Giunta Provinciale nel 2003
	D.G.P. 1942/00	Approvazione iniziative riduzione emissioni gas serra	D.G.P. 1942/00	Approvazione iniziative riduzione emissioni gas serra			
	D.G.P. 12664/00	Approvazione iniziative riduzione emissioni gas serra	D.G.P. 12664/00	Approvazione iniziative riduzione emissioni gas serra			

***CAPITOLO 5 : SCENARI EVOLUTIVI DEL SISTEMA
ENERGETICO ITALIANO***

CAPITOLO 5 SCENARI EVOLUTIVI DEL SISTEMA ENERGETICO ITALIANO

In questo capitolo il sistema energetico italiano viene analizzato con una prospettiva di medio-lungo periodo. Nella prima parte del capitolo (par. 5.1 e 5.2) sono descritti alcuni scenari energetici¹ elaborati mediante un modello che riproduce il funzionamento del sistema².

In primo luogo, viene presentata e analizzata l'evoluzione tendenziale del sistema energetico. Per tenere conto in qualche misura della notevole incertezza di alcune variabili-chiave, che rende difficile effettuare "previsioni", se non nei termini di plausibili intervalli di variazione, gli scenari sono stati costruiti a partire da ipotesi differenti riguardo all'evoluzione di due "dimensioni" fondamentali (tabella 5.1): l'economia italiana e i mercati energetici mondiali. Ad ogni dimensione corrispondono una o più variabili-chiave, per ciascuna delle quali si è definito un intervallo di variazione "plausibile" e coerente con un'evoluzione "tendenziale" del sistema.

Gli scenari che definiscono gli estremi dell'intervallo di variazione si differenziano dunque per le diverse ipotesi utilizzate per il costo dell'energia importata, che è significativamente diverso per i due scenari, e per il tasso di crescita dell'economia, che si differenzia invece in modo relativamente limitato. Si sono quindi costruiti due scenari tendenziali, rappresentativi di due diverse "immagini del futuro", entrambi però coerenti con l'ipotesi di fondo di una sostanziale continuazione delle tendenze recenti del sistema economico ed energetico:

- uno scenario *tendenziale alto (A1)*, nel quale i mercati energetici tornano a una situazione di "normalità" (anche se su livelli di prezzo comunque ben maggiori di quelli degli anni novanta) e l'economia cresce a ritmi superiori sia a quelli dell'ultimo decennio che a quelli degli ultimi venti anni (1,8% medio annuo contro 1,4% e 1,65% rispettivamente), con una certa tenuta del settore industriale e un aumento della terziarizzazione piuttosto contenuto;

Tabella 5.1 - Schema degli scenari

			Mercati energetici mondiali	
			<i>Prezzi alti</i>	<i>Prezzi bassi</i>
Sistema economico / energetico italiano	<i>Crescita economica medio-alta</i>	<i>Legislazione corrente</i>		A1
		<i>Politiche energetiche e ambientali</i>		A2
	<i>Crescita economica medio-bassa</i>	<i>Legislazione corrente</i>	B1	
		<i>Politiche energetiche e ambientali</i>	B2	

- uno scenario *tendenziale basso (B1)*, nel quale sui mercati energetici la situazione di tensione degli ultimi anni tende a prolungarsi, con un livello tendenziale del prezzo del greggio che si stabilizza sopra i 60\$/b, e l'economia cresce a ritmi appena inferiori a quelli dell'ultimo decennio (1,3% medio annuo), con un più ampio divario tra la crescita del settore dei servizi e quella dell'industria, soprattutto di quella *energivora*, penalizzata dall'alto costo dell'energia.

¹ Gli scenari qui presentati sono descrizioni di come il sistema energetico italiano può evolvere, data la metodologia utilizzata e le ipotesi adottate (non si tratta invece di *previsioni* di come il sistema evolverà). Gli scenari *tendenziali* (o di *riferimento*) proiettano il sistema energetico a partire dalle tendenze in atto, date le tecnologie attuali e del prossimo futuro, l'evoluzione del sistema economico e sociale, la legislazione vigente. Essi descrivono quindi un'evoluzione neutrale dal punto di vista delle politiche, che può essere utilizzata per analizzare l'impatto di possibili iniziative di policy. Alcune di queste possibili politiche sono qui esaminate negli scenari *alternativi* (scenari A2/B2). Si sottolinea però che gli scenari elaborati dall'ENEA non contengono proposte, né speculano su possibili interventi legislativi.

I mercati dell'energia costituiscono un sistema *complesso*, per cui i modelli che ricostruiscono il sistema sono rappresentazioni semplificate dei processi di produzione e consumo di energia. Le proiezioni che ne derivano presentano quindi un elevato grado di incertezza, dovuto in primo luogo alla possibilità di eventi in grado di influenzare il sistema, di per sé casuali e non anticipabili, in secondo luogo all'evoluzione futura delle tecnologie, della struttura economica e demografica del paese, che non possono essere previste con certezza. L'incertezza relativa a questo secondo insieme di variabili è qui in parte "esplorata" mediante la definizione dell'evoluzione tendenziale del sistema energetico in termini di plausibile intervallo di variazione delle principali variabili-chiave.

² Il modello Markal-Italia rappresenta il sistema nazionale integrato energia-ambiente dal 2005 al 2050 (per una sintetica presentazione del modello si veda l'Appendice 2).

La valutazione delle principali caratteristiche del sistema energetico risultante dall'evoluzione tendenziale evidenzia alcuni elementi di criticità per il Paese, in termini di sicurezza degli approvvigionamenti, di diversificazione delle fonti, di dipendenza estera, di rispetto dei vincoli ambientali. L'evoluzione tendenziale del sistema sarà quindi confrontata con quella risultante da due scenari *di intervento*³, alternativi rispetto allo scenario tendenziale, costruiti per esplorare la realizzabilità e l'efficacia di possibili misure volte a conseguire obiettivi di politica energetica e ambientale, quantificandone i risultati (scenari A2 e B2, costruiti applicando le misure suddette ai due scenari tendenziali A1 e B1). Le misure considerate sono finalizzate a una significativa diversificazione delle fonti di approvvigionamento, un massiccio ricorso all'efficienza energetica e un'estensione della produzione di energia rinnovabile, tenendo conto degli obiettivi di salvaguardia dell'ambiente locale e globale.

Nella seconda parte del capitolo (par. 5.3) l'ottica con la quale si analizza l'evoluzione del sistema viene capovolta: si passa dall'analisi aggregata del sistema a un'analisi e valutazione delle prospettive delle sue componenti essenziali, le tecnologie. L'attenzione si concentra in particolare su alcune tecnologie energetiche innovative, il cui maggiore o minore sviluppo può avere un impatto significativo nel determinare le caratteristiche fondamentali del futuro sistema energetico del paese.

5.1 L'evoluzione tendenziale del sistema energetico

Come detto, l'evoluzione tendenziale si basa sulla sostanziale continuazione delle tendenze recenti del sistema economico ed energetico italiano. Essa deriva in particolare da alcune ipotesi relative all'evoluzione sociale, demografica ed economica del paese, ipotesi utilizzate per definire l'evoluzione della domanda di *servizi energetici*⁴, che è alla base degli scenari⁵.

Per i diversi settori di uso finale dell'energia le principali variabili-guida utilizzate per le proiezioni della domanda di servizi energetici sono le seguenti: per i comparti dell'industria la crescita economica e della produzione industriale (a livello sottosettoriale), per il settore terziario il valore aggiunto (di tre principali sotto-settori), per il residenziale le tendenze demografiche del sistema (in primo luogo la popolazione e il numero di famiglie) e alcune ipotesi sulla prevedibile evoluzione delle caratteristiche della domanda, per i trasporti la dinamica della popolazione attiva (insieme a ipotesi sull'andamento della mobilità pro-capite) e la crescita del prodotto interno (soprattutto per il trasporto-merci). Alle variabili suddette si aggiungono i prezzi dell'energia, che nei diversi scenari variano sia per ipotesi *esogene* che per effetto delle politiche considerate, per cui l'effettiva evoluzione della domanda di servizi energetici è in definitiva un risultato dell'equilibrio che si stabilisce sui diversi mercati energetici, con l'intersezione delle curve di domanda e offerta di vettori energetici e commodity (per una descrizione più approfondita si rimanda all'Appendice).

Le pagine che seguono descrivono più nel dettaglio le ipotesi di partenza e i principali risultati dei due scenari tendenziali, evidenziandone alcuni elementi di particolare interesse.

³ Quello qui presentato è solo uno dei possibili scenari di intervento che possono essere elaborati sulla base degli elementi di criticità che si ritiene prioritario superare.

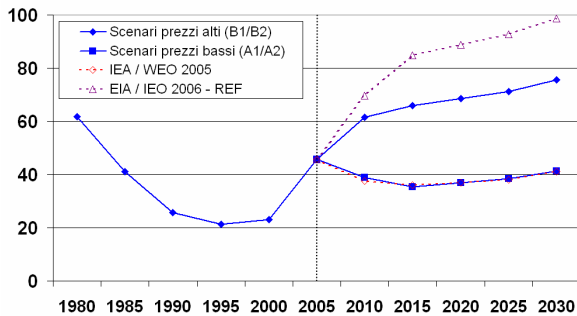
⁴ È importante tenere presente la differenza tra domanda di *servizio energetico* e domanda di *energia*: per servizio energetico si intende il servizio fornito dal bene energia (la c.d. energia utile), espresso ad esempio in termini di metri quadri riscaldati, passeggeri-km o tonnellate-km, forza motrice, oppure in termini di unità fisiche di beni la cui produzione richiede il consumo di energia.

⁵ Nel modello utilizzato per l'elaborazione degli scenari l'evoluzione della domanda di *servizi energetici* nel tempo è stata definita a priori in uno scenario Base (o *di riferimento*), mentre l'effettivo consumo di energia necessario per il soddisfacimento di questa domanda è un risultato del modello. Negli scenari qui presentati, tanto i *tendenziali* che quelli *di intervento*, la domanda di *servizi energetici* è invece diversa di qualche punto percentuale da quella dello scenario Base, in relazione alle variazioni del costo dell'energia (esogene nel caso dei prezzi dell'energia importata, determinate endogenamente al modello nel caso dell'impatto delle misure di politica energetica e ambientale).

Variabili-guida degli scenari: prezzi dell'energia e produzione nazionale

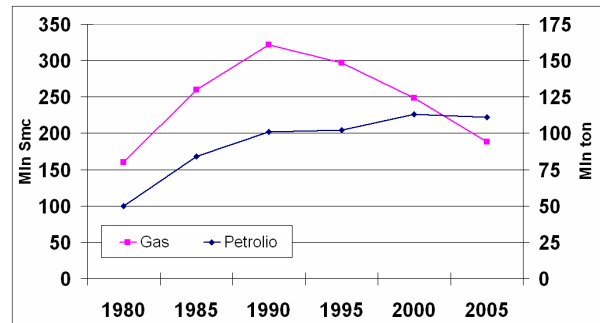
Per i mercati dell'energia si va da un ritorno alla "normalità" a una stabilizzazione dei prezzi sugli elevati valori degli ultimi anni. La capacità produttiva nazionale di petrolio è prevista costante, quella del gas è destinata al declino

Fig. 5.1-Prezzo del petrolio: dati storici e scenari (\$/bbl)



N.B.: i dati storici sono medie mobili a 5 termini

Fig.5.2 - Evoluzione delle riserve nazionali di idrocarburi



Fonte: rapporto UNMIG, 2003

Nonostante il forte aumento dei prezzi negli ultimi anni, l'evoluzione tendenziale assume, riguardo al petrolio, previsioni non catastrofiche⁶. Lo scenario complessivo di abbondanza di riserve e costi di investimento bassi rispetto agli attuali prezzi fa infatti ritenere probabile un aggiustamento a partire dal medio termine. Ma si ipotizza anche una certa cautela nell'espansione della capacità, nei paesi esportatori soprattutto, cosa che rende poco probabile un surplus del tipo di quello degli anni '90 (a meno di un improbabile forte rallentamento della domanda). Gli scenari aderiscono dunque all'ipotesi di un "nuovo paradigma"⁷: il mercato resta ciclico, ma il livello dei prezzi è molto diverso da quello 1986-2004 (si passa dall'intervallo 15-25\$/b a 40-60\$/b).

Per il gas, pur assumendo che nei contratti internazionali il suo prezzo manterrà uno stretto legame con quello del greggio, nel lungo termine sembrano esservi alcune costanti a favore di un mercato "teso", cui si aggiungono nuovi elementi di incertezza (da cui le recenti revisioni delle previsioni di prezzo da parte dei principali centri di analisi). Il prezzo dovrebbe risentire in primo luogo dei costi crescenti dell'offerta incrementale. In presenza di una certa saturazione della capacità estrattiva e di trasporto, la domanda incrementale (EU e USA principalmente) sarà inoltre soddisfatta da nuove fonti di approvvigionamento a distanze e costi maggiori. In ambito EU, in particolare, la capacità di importazione rimane ancora quella costruita negli anni ante-liberalizzazione, per cui la domanda sarà soddisfatta in misura crescente da import di GNL (con competizione tra acquirenti e prezzi elevati). Ma i contratti resteranno ancora prevalentemente di lungo periodo. In definitiva, gli scenari ipotizzano un qualche disallineamento dell'evoluzione del prezzo del gas rispetto a quello del petrolio, su livelli di 5,0-6,0\$/mil. Btu.

Il prezzo del carbone, nonostante i recenti rialzi, è tradizionalmente più basso e stabile rispetto a quello di petrolio e gas, per le abbondanti e ben distribuite riserve e per le possibilità di sostituzione nei settori di utilizzo finale. Nello scenario di prezzi più alti il prezzo del carbone aumenta per tutto l'orizzonte temporale, ma in modo marginale, mentre nel caso di prezzi più contenuti scende significativamente fino al 2015, per poi salire in modo moderato.

Dal lato dell'offerta, per il petrolio nazionale si assumono valori delle riserve *recuperabili* (riserve certe + 50% delle riserve *probabili* +20% delle riserve *possibili*), pari a 111 Mtep, sostanzialmente costanti da circa quindici anni. A livello di produzione, si considera plausibile, nel medio termine, un livello intorno ai 5 Mtep/anno (5,4 Mtep nel 2004). Per il gas, si assumono valori delle riserve *recuperabili* in Italia pari a 188 Mtep, in forte diminuzione rispetto ai più di 300 Mtep dei primi anni novanta. Quanto alla produzione, lo sfruttamento di nuovi giacimenti non è imminente, per cui essa sembra destinata a continuare nel suo inesorabile declino, dagli attuali 10 Mtep/anno fino a circa 6 Mtep/anno nel 2020. Riguardo ai nuovi terminali, si ipotizza che nuovi terminali GNL non entrino in funzione prima del 2008, mentre per il potenziamento gasdotti si ipotizzano 6.5 mld mc sia sul TAG (Trans Austria Gasleitung) che sul TTPC (Trans Tunisian Pipeline Company) entro ottobre 2008. In sostanza, si ipotizza che nel medio periodo il potenziamento dell'offerta sia sufficiente a coprire la nuova domanda.

Quanto alla capacità di importazione di energia elettrica, si è ipotizzato che essa raggiunga i 10.000 MW entro il 2010 (2500 MW in più), come previsto attualmente dai programmi di sviluppo della rete. Non si

⁶ Cfr. IEA, *World Energy Outlook 2006*; IEA, *Energy Technology Perspectives 2006*; EIA, *International Energy Outlook 2006*.

⁷ Appert O., *La fine del petrolio a buon mercato*, Energia 2/2006.

prevede però di utilizzare al massimo questa capacità: la quantità di energia elettrica importata netta dovrebbe aumentare fino ad un massimo di 60 TWh nei prossimi anni (in linea con le tendenze più recenti) per poi declinare dopo il 2020.

Variabili-guida degli scenari: le tecnologie di generazione elettrica

I cicli combinati sono la tecnologia più competitiva anche nel lungo periodo. Tra le tecnologie di generazione da rinnovabili la più competitiva è l'eolica

Fig. 5.3 – Evoluzione del costo del kWh per alcune tecnologie di generazione da fonti fossili (€/kWh)

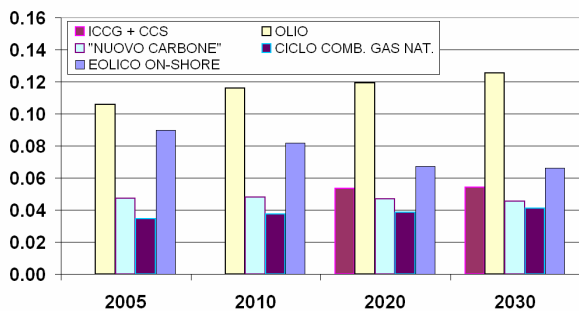
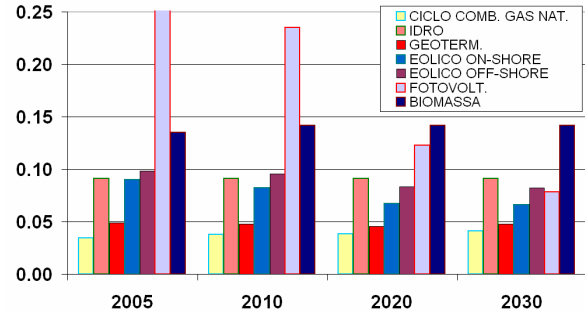


Fig. 5.4 – Evoluzione del costo del kWh per alcune tecnologie di generazione da fonti rinnovabili (€/kWh)



La scelta delle tecnologie di generazione elettrica è guidata dall'obiettivo della minimizzazione dei costi, tenendo però anche conto dei vincoli ambientali locali e/o nazionali (parzialmente internalizzati nel modello come costi aggiuntivi). La nuova capacità di generazione costruita nei prossimi anni sarà quindi costituita in primo luogo dall'opzione tecnologica meno costosa.

In figura 5.3 sono riportati i costi di produzione elettrica per alcune delle principali tecnologie presenti nel modello Markal-Italia, calcolati con un costo delle fonti fossili importate intermedio rispetto ai valori utilizzati nei due scenari tendenziali. Il valore riportato in figura è il cosiddetto "levelized cost", che corrisponde al minimo prezzo di vendita del kWh tale da garantire il pareggio tra il valore attuale dell'investimento iniziale e il valore di tutti gli incassi e le spese. L'evoluzione dei costi di investimento ed esercizio prevista per i diversi impianti all'orizzonte 2030, in progressiva diminuzione nel corso del tempo, con tassi che dipendono dallo stadio di sviluppo di ogni tecnologia, è coerente con le stime contenute nella letteratura internazionale. Allo stesso modo, anche l'efficienza di alcune nuove tecnologie è assunta in miglioramento (per i cicli combinati, fino al 60%).

La combinazione di questi dati con l'evoluzione del prezzo delle fonti fossili dà già indicazioni significative sulle tecnologie più convenienti nel medio-lungo termine. In particolare, la figura evidenzia bene la forte competitività di alcune opzioni quali i cicli combinati e il carbone (nelle loro configurazioni attuali), rispetto alle altre opzioni principali, l'olio combustibile e l'eolico (la più competitiva delle fonti rinnovabili). Alla base dell'evoluzione di riferimento delle tecnologie di generazione elettrica vi sono poi altre ipotesi specifiche. Riguardo al carbone, si è ipotizzato che difficilmente entreranno in funzione nuove centrali prima del 2008. Nel medio-lungo periodo si sconta invece la riconversione delle centrali di Civitavecchia e Porto Tolle e la chiusura degli impianti più vecchi non "ambientalizzati".

Un'ipotesi specifica alla base degli scenari tendenziali riguarda infine il meccanismo di incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili: l'obbligo di immettere nella rete nazionale una quantità di energia elettrica prodotta da impianti da FER pari al 2% dell'energia elettrica prodotta o importata nell'anno precedente, elevato dello 0,35% annuo a partire dal 2004, continua ad aumentare solo per tre anni, fino al raggiungimento del valore del 3%, dopo di che rimane costante.

Analizzando più nel dettaglio l'insieme delle tecnologie di generazione elettrica da fonti rinnovabili, la più competitiva è chiaramente la geotermica, il cui costo è molto vicino a quello dei cicli combinati a gas, ma i cui margini di sviluppo ulteriore sono però ormai piuttosto limitati. Anche per l'idroelettrico le problematiche di impatto ambientale non sembrano consentire uno sviluppo del settore se non nella tipologia degli impianti di piccola taglia, in particolare ad acqua fluente, e il ripristino di impianti obsoleti. Tra le tecnologie rinnovabili con significativi margini di sviluppo (e quindi di impatto sul sistema), la più vantaggiosa è quindi l'eolica, il cui costo è previsto ancora in diminuzione, anche se il progressivo sfruttamento dei siti migliori tende inevitabilmente a frenare questa diminuzione. Per il fotovoltaico si prevede una discesa dei costi molto marcata nel corso del tempo, ma almeno per un decennio ancora si ipotizza che essa resti lontana dalla competitività. La biomassa di origine agroforestale è prevista in forte espansione, soprattutto nel settore civile, mentre l'incremento maggiore è previsto per il recupero energetico della frazione di biomassa contenuta nei rifiuti solidi urbani.

Variabili-guida degli scenari: il sistema economico

La presenza di alcuni "specifici ritardi" del sistema economico italiano determina una visione "prudente" della crescita economica

Tab. 5.2 – Crescita economica negli scenari tendenziali

	2004	2010	2020	2030
Scenario A1				
PIL (mld €95)	1052	1151	1332	1637
PIL (t.m.a.)	-	1,5%	1,8%	1,8%
Scenario B1				
PIL (mld €95)	1052	1136	1285	1457
PIL (t.m.a.)	-	1,3%	1,3%	1,3%

Tab. 5.3 – Struttura produttiva negli scenari tendenziali

	1990	2004	2010	2020	2030
Scenario A1					
Agricoltura	3,1%	3%	2,9%	2,6%	2,2%
Industria	30,5	27,9%	27,7%	27,4%	27%
Terziario	66,4%	69%	69,4%	70,1%	70,8%
Scenario B1					
Agricoltura	3,1%	3%	2,9%	2,7%	2,5%
Industria	30,5	27,9%	27,5%	26,2%	25%
Terziario	66,4%	69%	69,6%	71,1%	72,6%

L'evoluzione tendenziale del sistema è basata sulla sostanziale continuazione delle tendenze recenti del sistema. Considerando l'orizzonte di medio-lungo termine, le ipotesi sulle prospettive di crescita del sistema economico si basano da un lato su una valutazione delle prospettive di sviluppo dell'area economica che maggiormente condiziona la crescita nazionale, cioè l'area UE, dall'altro su somiglianze e differenze tra i sentieri di specializzazione italiani ed europei e sull'influenza che queste possono avere sulla crescita italiana.

Poiché negli ultimi due decenni l'Italia è cresciuta sempre meno della media europea, l'evoluzione tendenziale adotta la visione secondo cui il Paese deve fare i conti con alcuni suoi "specifici ritardi e ambiguità", per cui "non riesce a crescere oltre i livelli modesti e precari del presente"⁸, cosicché la crescita dell'economia è pari mediamente all'1,5% circa. Tra gli elementi che motivano questa visione "prudente", in particolare riguardo al settore industriale, vi è in primis la rigidità del modello di specializzazione italiano, caratterizzato da una ridotta dimensione media d'impresa e dal perdurare delle difficoltà competitive e dello svantaggio comparato nei settori ad alta tecnologia e in quelli ad elevate economie di scala⁹. L'altro elemento dell'"anomalia italiana" è la perdita di competitività del sistema produttivo negli ultimi anni: il costo del lavoro per unità di prodotto è cresciuto più della crescita dell'economia, mentre si è ridotta la crescita della produttività del lavoro nel settore manifatturiero, ampiamente inferiore alla media dei tre principali Paesi europei¹⁰. Infine, a ulteriore conferma di queste considerazioni vi sono le stime relative al PIL potenziale, che per gli anni 1990-2005 sono pari all'1.5% (in discesa all'1.3% tra il 2001 e il 2005)¹¹.

I due scenari *tendenziali* si basano su ipotesi di maggiore o minore tensione dei fattori suddetti e dei prezzi dell'energia:

- scenario *A1*: crescita pari all'1,8% m.a. con modesto aumento della terziarizzazione e prezzi dell'energia contenuti;
- scenario *B1*: crescita pari all'1,3% m.a. con significativo aumento della terziarizzazione e prezzi dell'energia in forte tensione.

A livello settoriale, l'evoluzione della struttura produttiva dei principali Paesi industrializzati mostra una tendenza di lungo periodo verso la contrazione del peso relativo delle attività industriali. L'evoluzione alla base degli scenari tendenziali ipotizza un'ulteriore modesta riduzione del peso dell'industria nel sistema economico europeo ed italiano, per due ragioni: la continuazione della tendenza di lungo periodo, seppure a ritmi progressivamente più modesti, anche per una sorta di ripetizione del sentiero di sviluppo statunitense; la continuazione della tendenza alla liberalizzazione dei mercati. La continuazione della deindustrializzazione non ha comunque di per sé un impatto diretto sulla crescita complessiva del sistema, perché nei Paesi industrializzati la crescita dell'economia è legata in primo luogo alla crescita del settore dei servizi. Gli scenari ipotizzano dunque una crescita piuttosto contenuta del settore industriale e una crescita del settore dei servizi in linea con il passato decennio.

A livello di sottosettori, la crescita è maggiore nei comparti della carta, della meccanica e della farmaceutica, inferiore nella metallurgia, nei materiali da costruzione e nel tessile.

⁸ Confindustria, *Previsioni macroeconomiche*, 2004, Editore SIPI s.r.l.

⁹ ENEA, *L'Italia nella competizione tecnologica internazionale*, Quinto rapporto, Sintesi e scenari generali, 2006; Centro Europa Ricerche, *Crisi delle esportazioni: quello che la lira ci aveva nascosto*, Rapporto CER 4/2004; Confindustria, *Tendenze dell'industria italiana*, 2004, Editore SIPI s.r.l., Roma.

¹⁰ Banca d'Italia, *Bollettino economico*, n. 44, 2005.

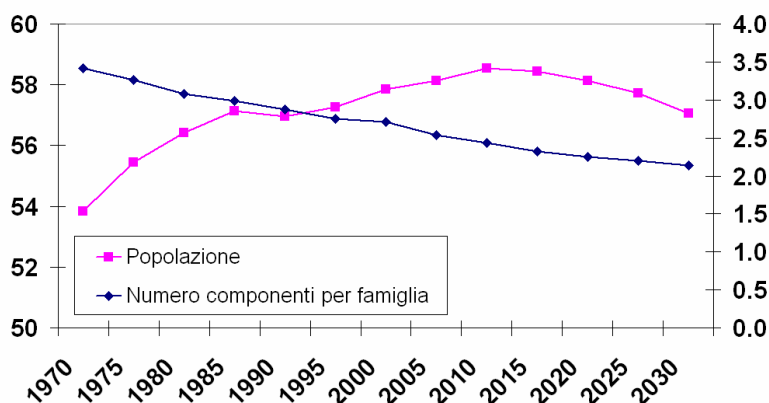
¹¹ Cfr. Ministero dell'Economia e delle Finanze, *Documento di Programmazione Economico-Finanziaria per gli anni 2007-2011*, approvato dal Consiglio dei Ministri il 7 luglio 2006. Il PIL *potenziale* può essere definito come la produzione massima che l'economia è in grado di sostenere senza generare tensioni inflazionistiche.

L'evoluzione della domanda di "servizi energetici" (alla base del modello Markal-Italia utilizzato per le proiezioni) nei diversi comparti industriali e nei servizi segue in sostanza quella del valore aggiunto, sebbene la crescita sia leggermente inferiore per l'ipotesi di una riduzione dell'energia "utile" necessaria per un dato livello di attività.

Variabili-guida degli scenari: popolazione

La popolazione inizia a diminuire dopo il 2015, mentre aumenta il numero di famiglie. L'evoluzione demografica limita la crescita della domanda di servizi energetici del residenziale

Fig. 5.5 – Popolazione e componenti per famiglia (mln di abitanti, numero componenti per famiglia)



Tutti gli scenari qui presentati adottano lo scenario *centrale* dell'ultima previsione ISTAT¹², che per ogni componente della dinamica demografica (fecondità, mortalità, migrazioni) considera l'andamento futuro più probabile: leggera ripresa della fecondità fino al 2015 (poi stabile), aumento della vita media di circa cinque anni entro il 2030, quota annuale costante di circa 150 mila nuovi nati. La popolazione residente aumenta dunque leggermente fino al 2012 (meno di un milione di unità in più rispetto al 2000), dopodiché diminuisce a tassi annui che passano progressivamente dal -0,1% al -0,3%. La struttura demografica della popolazione si modifica invece in misura sostanziale: l'indice di vecchiaia (rapporto tra la popolazione di 65 anni e più e la popolazione fino a 14 anni di età) passa da un valore di 127 anziani per 100 giovani nel 2000 a 147 nel 2010, a 242 nel 2030. A fronte di una evoluzione della popolazione piuttosto modesta, il numero di famiglie aumenta per tutto l'orizzonte temporale (per la riduzione del numero di componenti per famiglia), a tassi annui progressivamente decrescenti.

Tab. 5.4 – Evoluzione della domanda di servizi energetici nel settore residenziale (2004=100)

	2004	2010	2020	2030
<i>Scenario A1</i>				
Usi termici	100	109	122	129
Usi elettrici	100	116	145	173
<i>Scenario B1</i>				
Usi termici	100	105	112	119
Usi elettrici	100	109	127	151

Le suddette tendenze demografiche sono tra i fattori determinanti per la definizione della domanda di "servizi energetici" del settore residenziale (Tabella 5.4). Insieme a queste va poi considerata l'evoluzione delle preferenze dei consumatori, che si riflette tra l'altro nella dimensione, tipologia e localizzazione delle abitazioni, che influenzano non solo la quantità di energia utilizzata da ogni famiglia, ma anche il tipo di servizi energetici consumati. La domanda di "servizi energetici" risulta dunque particolarmente significativa negli usi elettrici (trainata dalla domanda di raffrescamento), soprattutto nel primo decennio dello scenario (fino al 2015). Insieme alla domanda di condizionamento, anche la diffusione dei principali elettrodomestici (numero medio di ogni elettrodomestico per famiglia) continua ad aumentare, sebbene a

¹² ISTAT, *Previsioni della popolazione residente per sesso, età e regione dal 1.1.2001 al 1.1.2051*, Informazioni, n. 13, 2003.

ritmi moderati, soprattutto nel caso dei prodotti vicini alla saturazione. E' invece più sostenuta la domanda di servizi energetici per l'illuminazione e soprattutto gli "altri usi elettrici" (intrattenimento). La domanda di servizi energetici relativi agli usi termici (riscaldamento in primo luogo) cresce invece a ritmi piuttosto modesti. In questo caso, i fattori-guida sono l'evoluzione del numero di famiglie, come visto in aumento (a ritmi comunque contenuti e decrescenti), la superficie media delle abitazioni, anch'essa in leggerissimo aumento (secondo la tendenza storica: +1,4% m.a. negli ultimi 30 anni, ma 0,1% negli ultimi 15) ma con progressivo rallentamento, infine la "domanda di comfort", espressa in termini di percentuale di appartamenti riscaldati e di temperatura media, di nuovo in aumento.

Variabili-guida degli scenari: popolazione e infrastrutture di trasporto

L'evoluzione demografica limita la crescita della mobilità dei passeggeri soprattutto nel lungo periodo. Nel breve periodo la ripartizione modale non cambia in modo rilevante

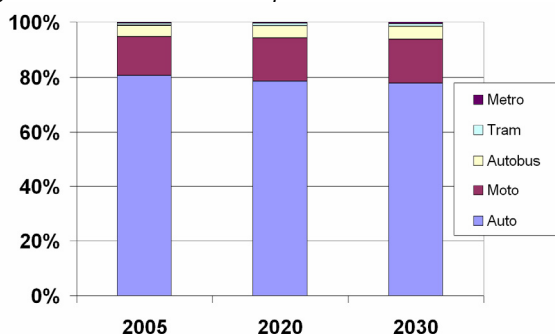
Tab. 5.5 - Incrementi della mobilità passeggeri e merci – media dei due scenari (strada, mld veicoli-km)

	1990	2000	2004	2010	2020	2030
Passeg.ri	339	431	471	500	558	611
t.m.a. (%)		1,81	2,25	1,25	1,26	0,90
Merci	66	82	90,5	103	123	137
t.m.a (%)		2,16	2,50	2,00	1,48	0,95

Nota: La tabella riporta i valori relativi alla crescita media nei due scenari, che variano del +/-6% negli scenari A1/B1 e A2/B2.

Dal 2004 al 2030 la domanda di servizi di trasporto cresce in tutte le modalità, strada, ferrovia, nave ed aereo. Per la domanda di spostamento dei passeggeri (misurata in pass-km) si prevedono incrementi medi annui dello 0,5% fino al 2020, che poi diminuiscono fino ad azzerarsi. La domanda è sostanzialmente guidata dalla dinamica della popolazione attiva, con un incremento della mobilità pro-capite, per tutto il periodo considerato, di entità analoga a quella registrata nei dati storici 1990-2004. Prezzi più alti dei combustibili frenano la crescita della domanda fino al 2008, tuttavia quando i prezzi si stabilizzano e il reddito disponibile riprende a salire si prevede un incremento della domanda di mobilità temperato dalle dinamiche della popolazione. La tabella 5.5 riporta il valore dei veicoli-km (molto significativo per i consumi di carburanti), che tiene conto anche del previsto aumento della quota stradale (nell'evoluzione tendenziale) e dei diversi fattori di occupazione tra traffico urbano ed interurbano. Per le merci si prevede un incremento delle tonnellate-km trasportate tra l'1,5 ed il 2,5% fino al 2020, in diminuzione fino all'1% nel 2030. Nel caso delle merci gli incrementi sono soprattutto legati allo sviluppo del mercato interno europeo e al proseguimento dell'integrazione tra le diverse economie europee. Questi scenari di evoluzione sono quelli considerati più plausibili con riferimento alle previsioni elaborate a livello comunitario. Inoltre, nel caso delle merci l'evoluzione della domanda è strettamente legata alla crescita dei prodotti, che è supposta aumentare in tutti i settori, soprattutto nell'elettronica, alimentare, plastica e mobili.

Fig.5.6 – Evoluzione della ripartizione modale della mobilità passeggeri in ambito urbano (%)



Nel modello utilizzato per le proiezioni la crescita della mobilità è articolata, seguendo la metodologia del Conto Nazionale dei Trasporti, nelle tre tipologie principali: aree urbane (figura 5.6), pendolare-piccoli centri-rurale e spostamenti di media-lunga distanza. I diversi modi di trasporto (strada, ferrovia – urbana, regionale e su media-lunga distanza – aria ed acqua) contribuiscono alla mobilità complessiva secondo i dati a consuntivo per gli anni 1990-2000 e secondo le previsioni più accreditate per gli anni successivi.

L'evoluzione tendenziale parte dall'ipotesi di una ripartizione modale sostanzialmente stabile nel tempo (in fig. 6 è riportata la sola tipologia aree urbane). Ma si tratta di un'ipotesi di base che non si riflette poi

in modo rigido nelle proiezioni, perché una parte significativa della mobilità conserva comunque la possibilità del cambiamento modale in caso di vantaggi ambientali e/o economici.

Nel caso del trasporto urbano, le possibilità di incremento del peso di bus e metro sono strettamente legate alla fattibilità tecnico economica delle infrastrutture. Nel trasporto extra-urbano la modalità ferroviaria è nel medio-periodo ostacolata dal mancato completamento delle infrastrutture dell'alta velocità. Nel caso del trasporto lunga distanza, il peso di bus e treno resta costante, in parziale contrasto con l'attuale trend discendente.

Infine, per il trasporto delle merci l'ipotesi di partenza tiene di nuovo conto dei lunghi tempi per la costruzione di infrastrutture, per cui ipotizza che l'incremento del trasporto su ferrovia possa avvenire solo nel lungo periodo, sempre a causa dei ritardi nelle linee ad alta velocità e i centri di interscambio.

Consumi di energia primaria

Nel 2020 l'aumento dei consumi di energia rispetto a oggi è compreso tra 15 e 40 Mtep. Il peso del gas naturale supera quello del petrolio già dal prossimo decennio.

Fig. 5.7 – Consumi totali di energia primaria (Mtep)

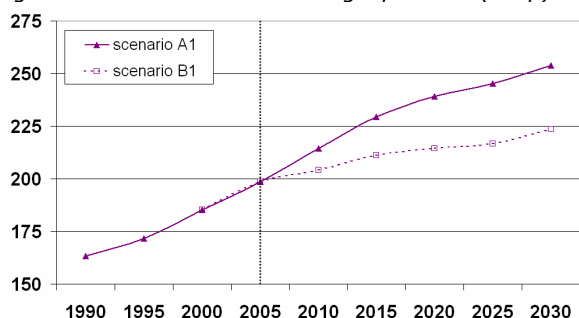
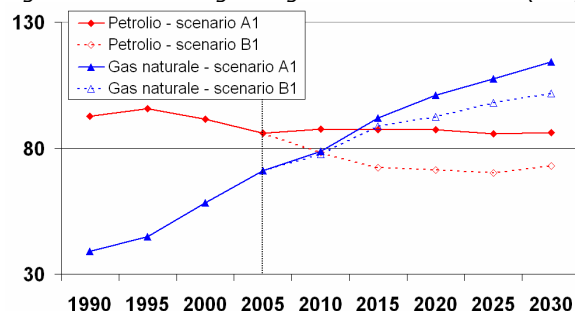


Fig. 5.8 – Petrolio e gas negli scenari tendenziali (Mtep)

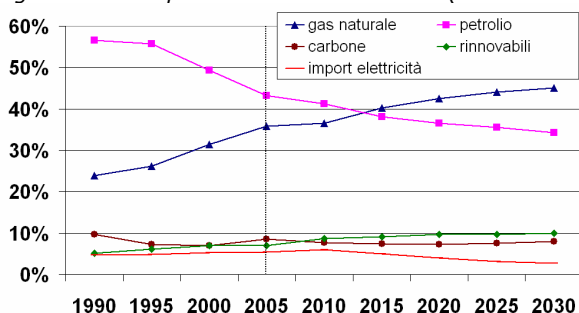


Nell'evoluzione tendenziale il fabbisogno energetico raggiunge nel 2020 valori compresi fra 215 e 239 Mtep, con una crescita media annua compresa tra lo 0,5% dello scenario B1 e l'1,2% m.a. dello scenario A1, a fronte di una crescita media annua dell'1,3% negli anni 1990-2005.

In termini di fonti, si osserva in primo luogo la continuazione della forte crescita del gas, che entro il 2015 diviene la prima fonte fossile. La sua domanda è nel medio periodo piuttosto rigida rispetto ai diversi scenari di prezzo: fino al 2015 la sua crescita è infatti molto simile nei due scenari, e anche successivamente la differenziazione resta limitata (nel 2020 il consumo è comunque compreso tra i 90 e i 100 Mtep, dai circa 70 attuali). Alla base della crescita (più della metà) vi è la continuazione del forte incremento del suo utilizzo nella generazione elettrica, unito a un aumento (meno marcato) nel civile e nell'industria.

Il consumo di petrolio è invece più elastico agli scenari di prezzo: continua a diminuire ancora per un decennio (fino a 70 Mtep circa, dagli 86 del 2005) nello scenario B1, mentre tende a stabilizzarsi sugli attuali valori nel caso A1. Nel primo caso si assiste infatti a una sua quasi totale eliminazione nell'elettrico e nell'industria, unita a una crescita nei trasporti molto più contenuta che nel secondo caso. Infine, un dato interessante riguarda il carbone: dopo il 2020 nello scenario A1 esso aumenta in modo più che proporzionale rispetto alle altre fonti.

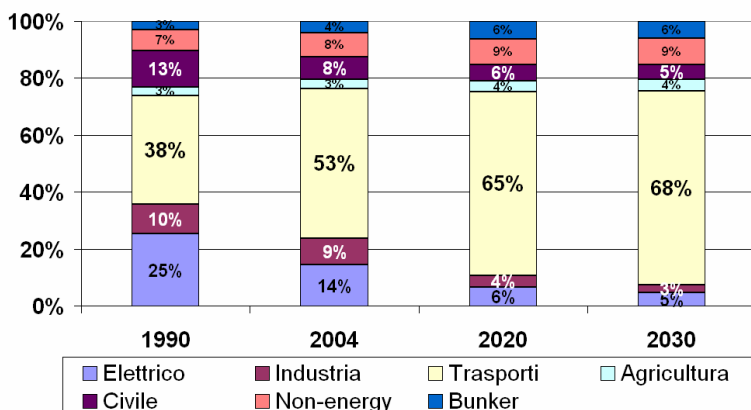
Fig. 5.9 – Fonti primarie nello scenario A1(% sul totale energia primaria)



La ragione per cui nel medio periodo il petrolio è destinato ad essere rimpiazzato dal gas naturale come fonte primaria più importante sta nel fatto che il suo consumo tende a essere confinato al settore dei trasporti (figura 5.9). Anche nello scenario più oil intensive (A1), infatti, la crescita dei consumi di

petrolio nei trasporti non è sufficiente a compensare la quasi completa eliminazione del suo uso nella termoelettrica, che segue la forte riduzione già avvenuta nell'industria e nel civile.

Figura 5.10 – Consumo di petrolio per settore nello scenario A1 (% sul totale)



Infine va sottolineato come il fabbisogno del sistema continui per tutto l'orizzonte temporale ad essere soddisfatto in larga misura dai combustibili fossili (tra l'84% dello scenario B1 e l'87% dell'A1, contro l'87% del 2005), con ovvie conseguenze sulla questione della dipendenza energetica del Paese e sulle emissioni di gas serra. In particolare, visto l'andamento della produzione nazionale (si veda quanto detto nella descrizione delle variabili-guida degli scenari), la dipendenza energetica dall'estero aumenta per il gas naturale (da circa l'84% al 94% nel 2030), mentre si assesta intorno al 94% per il petrolio.

Fig. 5.11 – Intensità energetica negli scenari tendenziali (ktep/ME)

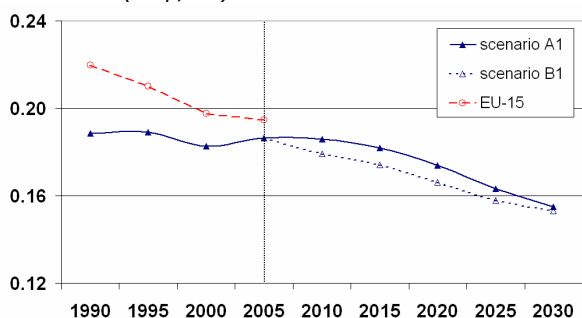
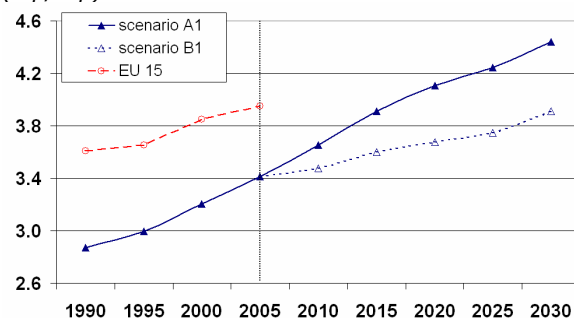


Fig. 5.12 – Energia pro-capite negli scenari tendenziali (tep/cap)

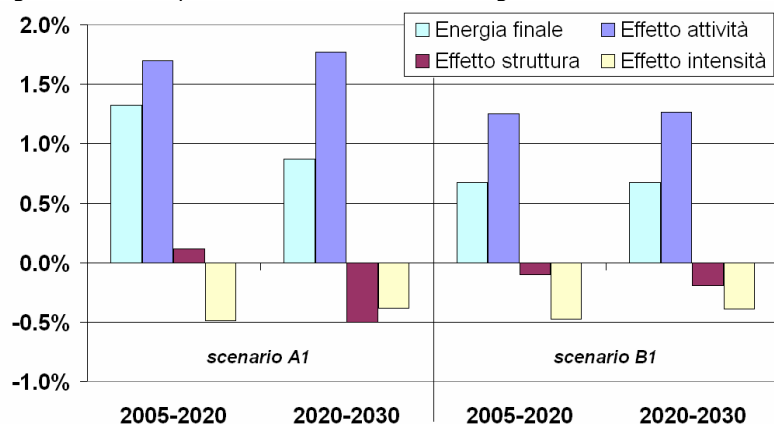


Negli scenari tendenziali il fabbisogno energetico del paese cresce fino al 2030 a ritmi compresi tra lo 0,5 e l'1,2%, in concomitanza di una crescita del PIL compresa come visto tra l'1,3 e l'1,8%. Nel periodo 1990–2005, con un PIL in crescita dell'1,4%, il fabbisogno è cresciuto a un tasso medio annuo dell'1,3%. Ciò significa che l'evoluzione tendenziale del sistema prevede una diminuzione dell'elasticità dei consumi di energia al PIL rispetto al passato (caratterizzato però per la gran parte da prezzi dell'energia più bassi di quelli previsti per il futuro).

In termini di intensità energetica, gli scenari presentano una diminuzione significativa (-0,6% m.a. circa) nel caso B1, caratterizzato da prezzi più elevati dell'energia e da una crescita più moderata dell'industria energivora, mentre nel caso A1 l'intensità diminuisce a tassi medi inizialmente modesti (inferiori allo 0,5%) ma progressivamente crescenti (fino all'1% circa). Il dato di breve periodo dello scenario A1 è in sostanza coerente con l'ultimo decennio, nel corso del quale, con un basso costo dell'energia, l'intensità energetica è rimasta pressoché costante (+0.1% tra il 1995 e il 2005), con una diminuzione nella prima parte e un aumento nella seconda. Nel caso B1, invece, l'intensità diminuisce già dal breve periodo a ritmi leggermente superiori a quelli registrati dalla fine degli anni '80 in poi, ritmi comunque molto inferiori a quelli del decennio 1975-85 (caratterizzato dalle crisi petrolifere e da politiche di efficienza energetica).

In termini di consumo pro-capite (figura 5.11), tra la fine degli anni '70 e i primi '80 essi si sono ridotti in Italia in modo molto rilevante, in risposta agli alti prezzi dell'energia. Dalla fine degli anni '80 hanno però ripreso ad aumentare, in concomitanza con una progressiva riduzione dei prezzi dell'energia in termini reali. E continuano ad aumentare in entrambi gli scenari tendenziali, per convergere, nel caso A, verso i valori medi europei.

Fig. 5.13 – Scomposizione dei consumi di energia nell'evoluzione tendenziale



Le caratteristiche essenziali dell'evoluzione tendenziale del sistema sono ben illustrate utilizzando la scomposizione della crescita dei consumi energetici in una componente di *attività* (la crescita economica), una di tipo *strutturale* (energia "utile" necessaria per un dato livello di attività) e un effetto *intensità* (più direttamente legato all'efficienza del sistema)¹³. La figura 5.13 (nella quale la barra dell'energia finale è pari alla somma delle barre relative alle tre componenti), mostra come (oltre al maggiore effetto *attività* dello scenario A1, costruito sull'ipotesi di una maggiore crescita economica) in entrambi gli scenari la componente tecnologica (effetto *intensità*) contribuisca a frenare la crescita dei consumi in modo relativamente costante nel tempo. Nello scenario B1 l'effetto struttura ha invece da subito un modesto ma crescente effetto di riduzione dei consumi. Questo dato non è nuovo per l'insieme dei Paesi avanzati, ma lo è per l'Italia. Nella gran parte degli altri Paesi occidentali, infatti, la domanda di servizi energetici è cresciuta negli ultimi decenni sempre meno del PIL, in parte perché si è ridotto il peso della produzione di beni ad alta intensità energetica, in parte perché fattori come la domanda di mobilità e le superfici abitate sono aumentate meno del reddito. Almeno fino allo scorso decennio l'Italia è stata uno dei pochi paesi in controtendenza, mentre nello scenario B1 i prezzi dell'energia e la maggior terziarizzazione determinano un avvicinamento all'evoluzione degli altri Paesi avanzati. Nello scenario A1 l'effetto struttura continua invece a spingere i consumi ancora fino al 2020, mentre nel lungo periodo la crescita della domanda di servizi energetici diviene ampiamente inferiore a quella del PIL.

¹³ La metodologia qui utilizzata per la scomposizione della domanda di energia è la stessa utilizzata dalla IEA in *Oil crises and climate challenges, 30 years of energy use in IEA countries, 2004*, che individua tre componenti principali: livello di attività, struttura (il mix di attività all'interno di un sistema o settore), intensità energetica (energia utilizzata per unità di attività). In termini formali, la scomposizione elementare è rappresentata dalla seguente equazione: $E = A \sum_j S_j * I_j$, nella quale E rappresenta il consumo di energia (totale o all'interno di un settore), A l'evoluzione del livello di attività settoriale (ad es., il valore aggiunto nell'industria), S_j la struttura del sottosettore j o il mix delle attività all'interno di esso (ad es., la quota di valore aggiunto di ogni sotto-settore industriale), I_j l'intensità energetica di ogni sottosettore. Se si prendono i tassi di variazione delle tre componenti, la somma dei loro tassi di variazione risulta uguale al tasso di variazione dei consumi di energia (più un residuo). Per una descrizione della metodologia e un'analisi dettagliata dell'evoluzione dei sistemi energetici dei Paesi OCSE negli ultimi trenta anni si rimanda ancora a IEA, 2004, cit.

Settore elettrico

L'incremento dei consumi elettrici nel periodo 2005-2020 è compreso tra 90 e 130 TWh. Entro il 2020 saranno necessari almeno 40 GW di nuova capacità di generazione, in gran parte cicli combinati a gas naturale.

Fig. 5.14 – Consumi di energia elettrica (TWh)

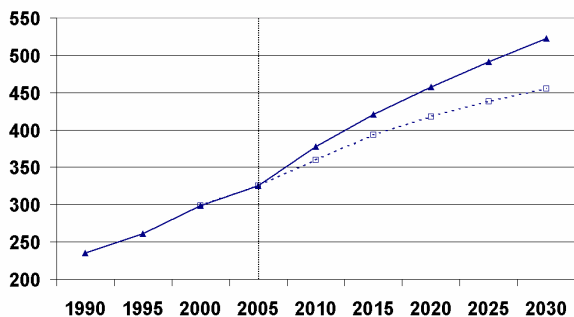
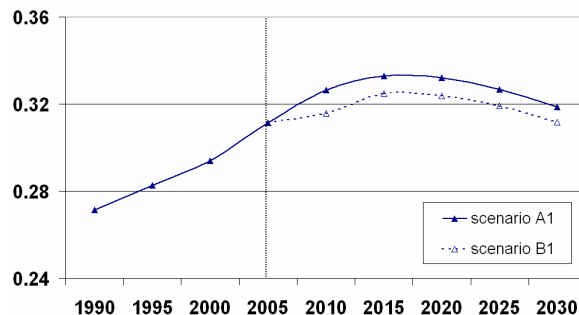


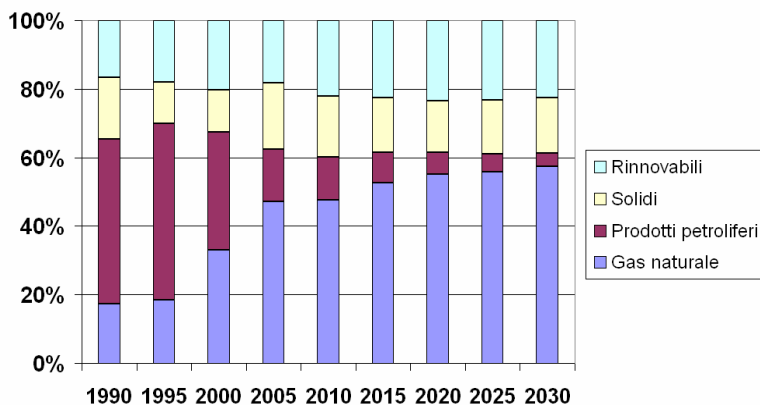
Fig. 5.15 – Intensità elettrica negli scenari tendenziali (TWh/M€)



Le tendenze recenti di forti incrementi del consumo di energia elettrica sembrano destinate a continuare. La domanda elettrica sulla rete cresce a tassi medi annui compresi fino al 2012 tra l'1,9 e il 2,5% (a fronte del 2,4% registrato nei 10 anni passati), che si riduce poi leggermente, tra l'1,7 e il 2,2%. Nel 2020 la domanda raggiunge valori compresi tra 416 e 458 TWh, con un incremento compreso tra il 28 e il 40% rispetto al 2005 (325 TWh), ed è pari in media a circa 500 TW nel 2030. Il maggior incremento dei consumi si verifica nei servizi (settore che continua a guidare la crescita economica): entro il 2030 l'aumento è compreso tra il 60 e l'80%, mentre è intorno al 40% nell'industria e al 30% nel residenziale. Gli andamenti settoriali aiutano a spiegare le ragioni della forte crescita della domanda, condivisa peraltro dai principali analisti (italiani ed europei). In primo luogo, la forte crescita della superficie commerciale, conseguenza di edifici più grandi e uso più intenso di apparecchiature elettriche. In secondo luogo, l'espansione dell'uso di apparecchi elettrici nel residenziale e il trend verso case di dimensioni sempre più grandi. In entrambi i casi, l'aumento dei consumi è pure parzialmente mitigato dagli incrementi di efficienza, stimolati dagli attuali alti prezzi energetici che incentivano investimenti in apparecchiature più efficienti. Infine, anche l'incremento della produzione industriale determina una spinta ai consumi, nonostante incrementi significativi dell'efficienza.

In definitiva, a livello aggregato, analogamente a quanto avvenuto negli altri paesi industrializzati, la crescita dei consumi elettrici per unità di PIL dovrebbe continuare ancora per alcuni anni, per poi arrestarsi anche in Italia. Per quanto sia difficile prevedere il livello al quale si registrerà questa inversione di tendenza, essa dovrebbe comunque realizzarsi su valori inferiori a quelli degli altri paesi europei: negli scenari tendenziali, tale inversione avverrebbe tra il 2020 ed il 2025 (figura 5.15). Con opportune politiche (si vedano i risultati dello scenario *di intervento*) è però presumibilmente possibile anticipare questo punto di svolta e farlo avvenire a un valore inferiore dell'intensità elettrica.

Fig. 5.16 – Consumo di combustibili per la generazione elettrica nello scenario A1



Nel prossimo futuro, la produzione elettrica sarà basata in gran parte sui cicli combinati a gas naturale, che nel 2020 arrivano a rappresentare la gran parte della potenza installata a fonti fossili. In percentuale, il gas supera già a partire dal prossimo decennio il 50% dei consumi di combustibili per la generazione

(figura 5.16). La quota di produzione alimentata a olio combustibile diverrà residuale dal 2015, anche nell'ipotesi di prezzi bassi. Una quota di produzione elettrica basata sul petrolio è comunque destinata a restare, riferita alla gassificazione dei residui pesanti e al gas di raffineria. Le rinnovabili restano in pratica costanti intorno al 20%. L'uso del carbone risulta in leggera diminuzione fino al 2020, per riprendere a crescere nei periodi successivi. Nel lungo periodo, l'uso crescente del gas è infatti rallentato dalla tendenza crescente del suo prezzo, che diviene progressivamente sempre più elevato rispetto a quello del carbone. Quest'ultimo risulta pertanto sempre più il combustibile favorito dal punto di vista economico, in particolare per nuove centrali elettriche di base, anche nel caso di prezzi elevati della CO₂, in quanto nel lungo periodo si ipotizza disponibile la tecnologia del sequestro e confinamento dell'anidride carbonica.

Fig. 5.17 - Incrementi di capacità di generazione elettrica installata negli scenari tendenziali (GW)

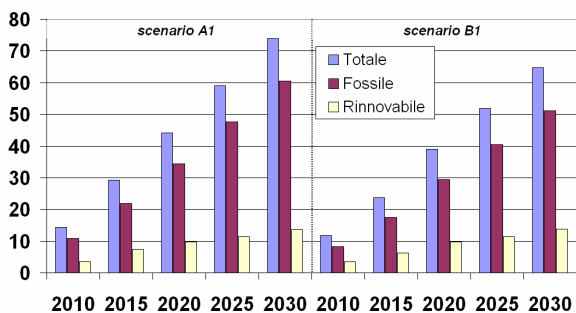
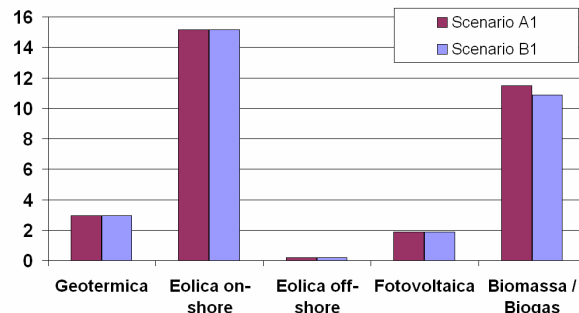


Fig. 5.18 - Incremento della generazione elettrica da fonti rinnovabili tra il 2005 e il 2030 (TWh)



Il forte aumento dei consumi elettrici e la progressiva uscita di produzione della capacità di generazione esistente (meno efficiente), fa sì che entro il 2020 sia necessario costruire nuovi impianti (ovviamente non solo "greenfield", ma anche "brownfield", di più facile realizzazione) per almeno 40 GW (70 nel 2030). L'aumento di capacità è però diverso nei due scenari: tra il Tendenziale A1 e il Tendenziale B1 vi è infatti una differenza nel livello di elettricità prodotta pari a circa 40 TWh nel 2020, a circa 70 nel 2030, che corrispondono a una differenza nella capacità installata pari a 7 GW nel 2020, a 12 GW nel 2030.

Le scelte sulla nuova capacità dipendono essenzialmente dai costi e dall'efficienza delle diverse tecnologie, e dai problemi di regolazione del carico e di distribuzione dell'elettricità (per le fonti non programmabili in particolare). La combinazione di questi fattori fa sì che la capacità ad olio combustibile tende a divenire residuale già nel breve periodo, mentre la tecnologia favorita è quella dei cicli combinati a gas (più dei 2/3 della capacità costruita), che costituiscono l'opzione più economica, e la cui efficienza media è prevista salire ulteriormente lungo l'orizzonte temporale, fino a superare il 55%. Le esigenze di regolazione impongono però che non tutti gli impianti di nuova costruzione possano essere dei cicli combinati. Nel lungo periodo, inoltre, tale tecnologia può anche risultare penalizzata dai costi crescenti del combustibile, mentre il carbone e le tecnologie di generazione da rinnovabili hanno il vantaggio di costi operativi più contenuti (i costi dell'energia primaria in primo luogo).

Un dato interessante che emerge dal confronto dei due scenari riguarda il modo in cui viene coperta la suddetta maggior produzione dello scenario A1: da un lato, vi è un maggior utilizzo della capacità esistente e una più lenta uscita di produzione delle vecchie centrali a olio; dall'altro, vi è una maggior capacità a carbone, i due nuovi impianti previsti (Civitavecchia e Porto Tolle) affiancati nel lungo periodo (dal 2020) dalla gassificazione del carbone con sequestro della CO₂, tecnologia "scelta" dal modello in quanto più efficiente e con minori impatti ambientali. In sostanza, di fronte alla maggiore necessità di capacità installata, il sistema in primo luogo "sceglie" di aggiungere ancora capacità a gas naturale, ma in tal modo raggiunge valori tali da richiedere ulteriori infrastrutture di import di gas o la diversificazione verso altri combustibili, il carbone in primis.

La produzione di elettricità da fonti energetiche rinnovabili (FER) aumenta a ritmi significativi nel medio-periodo, ma gli incrementi tendono a ridursi progressivamente nel lungo periodo, per la riduzione degli effetti della soglia d'obbligo per i Certificati Verdi, ferma nell'evoluzione tendenziale alla legislazione vigente. La produzione da FER risulta infatti direttamente legata alle incentivazioni, per cui negli scenari tendenziali resta sempre al di sotto del 20% del consumo interno lordo di elettricità. Tra il 2005 e il 2030, ciò si traduce comunque in una capacità installata aggiuntiva che supera abbondantemente i 10 GW. La figura 5.18 mostra che l'aumento della produzione da FER è sostanzialmente identico nei due scenari tendenziali, confermando il fatto che l'aumento è strettamente legato alla soglia d'obbligo sui Certificati Verdi e alle incentivazioni specifiche (per il Fotovoltaico).

Tra le ragioni della difficoltà, per la generazione elettrica da fonti rinnovabili, di raggiungere livelli di produzione più elevati, vi è il fatto che la loro competitività è legata anche alla capacità di soddisfare la

domanda in tutte le ore e stagioni. Le tecnologie che coprono la domanda di base sono caratterizzate da bassi costi operativi, e nei mercati liberalizzati sono in grado di fissare il prezzo di mercato nelle ore di bassa domanda. L'elettricità da geotermia e in parte da biomasse (in co-combustione) è in grado di competere con gli impianti destinati alla domanda di base, ma il loro sviluppo è limitato dalla disponibilità delle risorse, il calore endogeno e la biomassa.

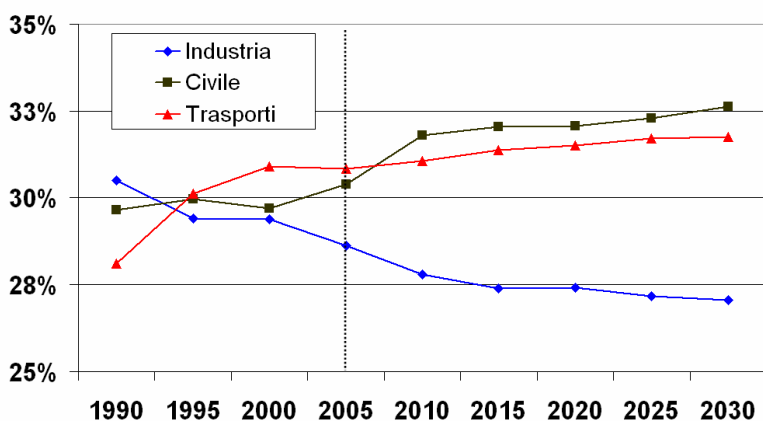
L'energia eolica e solare sono invece tecnologie intermittenti, anch'esse caratterizzate da costi operativi relativamente contenuti e da limitata disponibilità della risorsa. La loro competitività è quindi strettamente legata ai costi operativi degli impianti più costosi in produzione quando vento e sole sono disponibili: gli impianti fotovoltaici sono in genere attivi nelle fasi di picco di domanda, ma il loro costo di generazione resta sempre maggiore di quello marginale del mercato; la disponibilità del vento è invece variabile, ma i generatori eolici tendono a coprire le fasi di domanda intermedia, per cui la loro competitività è legata ai costi operativi (piuttosto bassi) dei cicli combinati, che tendono a fissare i prezzi nelle ore intermedie. Ciò nonostante, il costo di generazione dell'eolico è molto vicino alla competitività, per cui risulta la tecnologia rinnovabile che più si sviluppa negli scenari.

Stante infatti il ruolo chiave delle incentivazioni nel determinare lo sviluppo della produzione da FER, le condizioni di competitività di costo delle diverse tecnologie determinano dunque il modo in cui le soglie d'obbligo vengono soddisfatte. La gran parte della nuova capacità (2/3 circa) è eolica, corrispondente alla metà circa della produzione addizionale. Vi è notevole incertezza circa il potenziale di crescita dell'energia eolica in Italia, in primo luogo riguardo alla effettiva disponibilità dei siti. Negli scenari la capacità eolica raggiunge nel lungo periodo il massimo potenziale sfruttabile in Italia (per una valutazione delle stime sul potenziale si veda il par. 5.3.2). L'altra tecnologia di generazione da fonti rinnovabili che si espande in modo significativo negli scenari è la biomassa, che nel lungo periodo diviene l'opzione rinnovabile preferita dal sistema, per il progressivo esaurimento della disponibilità dei migliori siti eolici e il miglioramento della competitività della tecnologia di produzione contemporanea di elettricità e idrogeno da biomassa. L'aumento di produzione fotovoltaica è invece direttamente legato agli incentivi specifici (conto energia), restando tale tecnologia non competitiva anche nel medio-lungo periodo.

Industria

A livello settoriale, l'industria è il settore che presenta la crescita minore, anche perché diviene progressivamente meno energivora. Già a partire dal breve periodo il settore maggiormente responsabile dei consumi di energia finale diviene il civile.

Figura 5.19 – Consumi di energia finale per settore (quote sul totale dei consumi, media degli scenari tendenziali, %)



Considerando i settori di uso finale, a partire dal prossimo decennio il settore maggiormente responsabile dei consumi energetici diviene il settore civile (figura 5.19). Ciò è dovuto principalmente alla crescita dei consumi del terziario, che risulta molto dinamico per tutto l'orizzonte temporale degli scenari. Il settore dei servizi continua infatti ad espandersi più velocemente dell'economia nel suo insieme. Nel medio-lungo periodo, però, i consumi del residenziale tendono a una sostanziale stabilizzazione, con le tendenze demografiche che diventano il fattore guida principale, in tal modo rallentando la crescita del settore civile nel suo complesso.

I consumi del settore industriale presentano una crescita moderata (simile a quella del residenziale) ma relativamente costante anche nel lungo periodo, cosicché la quota del settore risulta in marcata diminuzione fino al 2020, per stabilizzarsi nel decennio successivo.

Infine, i trasporti presentano una crescita leggermente inferiore a quella del civile, ma comunque molto sostenuta e costante nel tempo, e sono il settore che presenta la maggiore crescita dei consumi energetici in valore assoluto.

Fig. 5.20 - Consumi finali di energia nell'industria (Mtep)

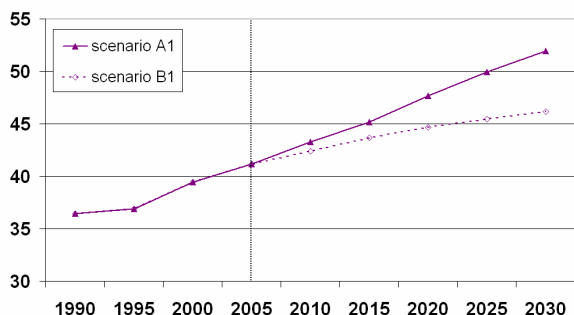
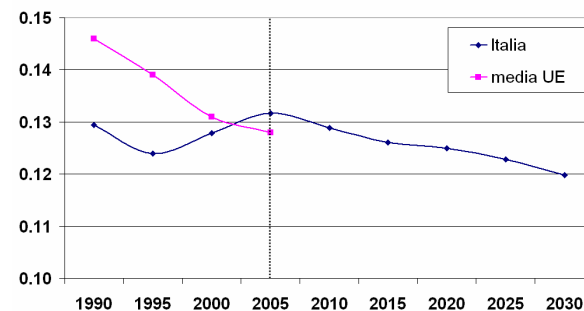


Fig. 5.21 - Evoluzione dell'intensità energetica nell'industria (dati storici e scenario A1, ktep/M€)

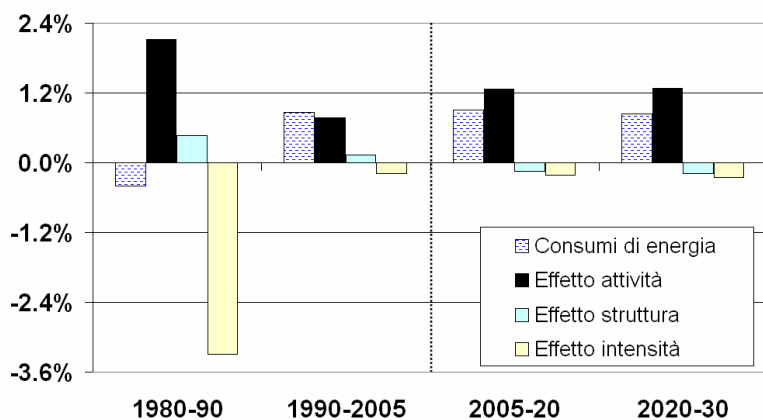


L'uso di energia nel settore industriale cresce meno che in tutti gli altri settori, a causa dei prezzi reali piuttosto elevati e della limitata crescita nei settori *energy-intensive*. Data la sua forte reattività ai prezzi, il settore è quello che presenta (nel lungo periodo) le maggiori differenze tra i due scenari tendenziali, mostrando significativi potenziali di incremento dell'efficienza energetica. I consumi (figura 5.20) presentano una stagnazione nei prossimi anni ma riprendono poi ad aumentare nel medio-lungo periodo, sia pure a ritmi moderati (meno dell'1% m.a.). Il settore è infatti piuttosto rigido alla dinamica dei prezzi soprattutto nel breve periodo, mentre reagisce in modo significativo nel medio-lungo periodo, ad esempio con la diminuzione delle produzioni più energivore a favore dell'import di semilavorati (nel caso di aumenti di prezzo). Si sottolinea che questo fenomeno non riduca ovviamente i consumi energetici e le emissioni a livello globale (le faccia anzi probabilmente aumentare), a causa delle inefficienze negli impianti industriali nei PVS e per i maggiori costi di trasporto.

Dopo il forte declino dell'intensità energetica a partire dagli anni ottanta, grazie ai forti incrementi di efficienza seguiti agli shock energetici e alla riduzione del peso dell'attività dei comparti più energivori, l'intensità energetica dell'industria è rimasta sostanzialmente costante negli ultimi quindici anni. Negli scenari tendenziali, i consumi energetici per unità di valore aggiunto torna a ridursi, sia pure a tassi non paragonabili a quelli del passato (fig. 5.21).

L'analisi dell'evoluzione del settore mediante la scomposizione dei fattori (figura 5.22) mostra come, diversamente dagli altri Paesi industrializzati, nei decenni passati il cambiamento della struttura produttiva è stato in Italia un fattore di incremento dei consumi energetici industriali. Questo nonostante nello scorso decennio il settore industriale abbia visto forti riduzioni delle attività delle grandi imprese, specie di quelle *energy-intensive*. Lo spostamento delle industrie pesanti verso i paesi emergenti è però un fenomeno strettamente connesso al processo di sviluppo economico, per cui i consumi industriali tendono inevitabilmente alla stagnazione, poiché l'energia è contenuta nei prodotti che importiamo. Negli scenari tendenziali l'impatto dell'effetto struttura diviene dunque negativo, contribuendo al miglioramento complessivo dell'intensità energetica del settore italiano.

Figura 5. 22 - Scomposizione dei consumi energetici nell'industria (dati storici e scenario A1)



La componente intensità energetica sotto-settoriale diminuisce invece nello scenario a tassi annui simili a quelli osservati nello scorso decennio non solo in Italia ma anche negli altri Paesi occidentali.

Sempre riguardo all'evoluzione sottosettoriale dell'industria italiana è infine il caso di sottolineare come a livello internazionale sia possibile un forte sviluppo dei processi *gas to liquids* e *coal/biomass to liquids*, con una riduzione del peso dei settori della raffinazione petrolifera e petrolchimica all'orizzonte 2030. Le eventuali ricadute nazionali di questi mutamenti strutturali dell'industria sono attualmente incerte e ritenute comunque non significative fino al 2030, anche a causa della particolare collocazione geografica

Settore civile: il terziario

Il terziario è il settore di uso finale più dinamico, per fattori strutturali che tendono a spingere in primo luogo la crescita dei consumi elettrici.

Fig. 5.23 - Consumi finali di energia nel terziario (Mtep)

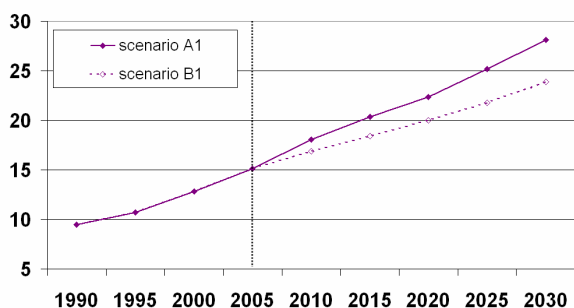
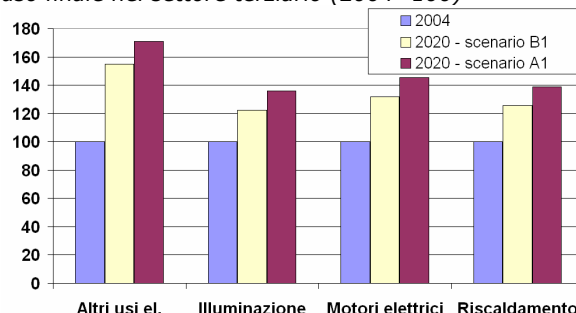


Fig. 5.24 - Consumi di energia per alcune tipologie di uso finale nel settore terziario (2004=100)



Il terziario (figura 5.23) vede consumi energetici in continua espansione sia per la crescita delle costruzioni (nuove o ristrutturate), come centri commerciali e grandi infrastrutture di trasporto, sia per l'espansione del condizionamento estivo e il più elevato livello di comfort richiesto.

Nel settore commerciale i dati pubblicati disponibili sulle tecnologie in uso e sugli usi effettivi dell'elettricità/calore sono attualmente insufficienti a stimare la domanda sulla base dei servizi energetici. I consumi sono pertanto basati su estrapolazioni delle tendenze più recenti e con una moderata crescita dell'efficienza delle apparecchiature di uso finale. Alcuni studi che approfondiscono la conoscenza di questo settore sono stati conclusi a fine 2005 ma non è stato possibile includerne i risultati in questo lavoro.

I recenti tassi di crescita nei consumi di energia nel settore commerciale dovrebbero continuare a ritmi analoghi al recente passato. La crescita di energia per usi commerciali è stata correlata all'incremento a livello internazionale all'incremento della superficie di edifici commerciali. A loro volta la crescita del numero e della taglia media degli edifici commerciali è collegata alle dinamiche della popolazione e dello sviluppo economico. La crescita di reddito disponibile porta ad incrementi della domanda di servizi quali alberghi, ristoranti, centri commerciali, teatri e cinema. Questo tipo di servizi tendono ad essere sempre più basati sull'elettricità ed a dipendere da servizi di centri elettronici di elaborazione dati e servizi internet, per completare le transazioni commerciali.

Vanno inoltre considerati gli effetti della popolazione sugli usi attesi di energia nel commerciale: la percentuale di popolazione sopra i 65 anni salirà dall'11 al 15% tra il 2004 ed il 2030, incrementando i bisogni di assistenza sanitaria e di ambienti residenziali con servizi di assistenza ed i consumi elettrici delle apparecchiature mediche, di monitoraggio ed ausiliarie.

Fig. 5.25 - Evoluzione dell'intensità energetica nel terziario (dati storici e scenario A1, ktep/M€)

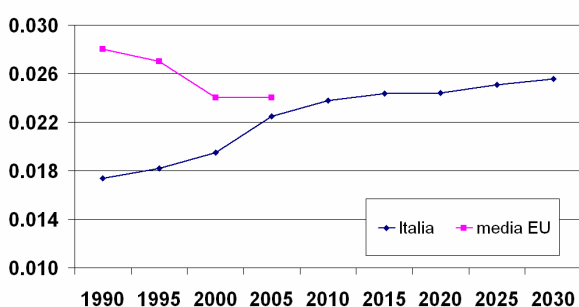
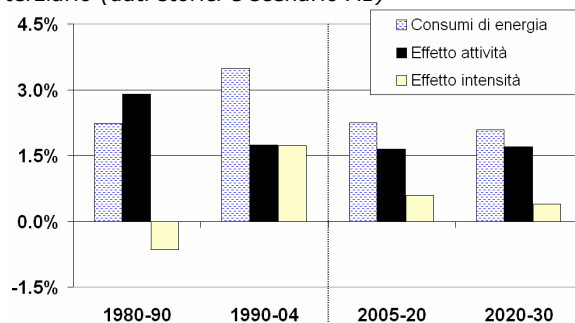


Fig. 5.26 - Scomposizione dei consumi energetici nel terziario (dati storici e scenario A1)



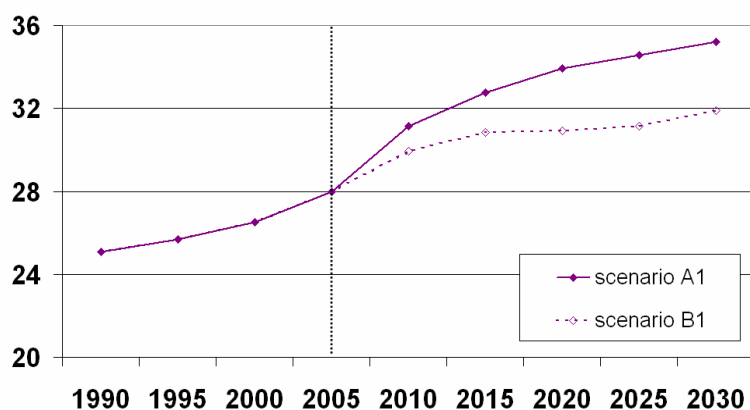
Le determinanti della domanda di energia del settore terziario includono come visto in primo luogo componenti "strutturali". La continuazione della tendenza dell'economia verso la terzizzazione implica la crescita di servizi che usano molte risorse energetiche, come ad esempio la sanità, per contro la costruzione/ristrutturazione di edifici implica il rispetto di standard costruttivi che aumentano l'efficienza, compensando parte degli incrementi di intensità energetica (consumi di energia per mq di superficie commerciale) .

Incrementi dell'intensità energetica sono attesi in quelle tipologie di usi finali che non hanno ancora saturato il mercato, ad esempio le apparecchiature per ufficio, le nuove tecnologie di comunicazione e le apparecchiature mediche. La scomposizione dell'evoluzione dei consumi energetici del settore in due fattori (figura 5.23), l'effetto attività (la crescita del valore aggiunto) e l'effetto intensità, mostra come l'evoluzione tendenziale incorpori aumenti di efficienza per le apparecchiature commerciali e le pareti degli edifici, che si traducono in cambiamenti modesti dell'intensità energetica prevista (energia utilizzata per metro quadro) nel periodo preso in esame, decisamente inferiori a quelli del recente passato.

Settore civile: il residenziale

Nel residenziale l'aumento dei consumi risulta piuttosto modesto, legato principalmente al forte aumento degli usi elettrici, ma frenato dall'evoluzione delle variabili-guida

Fig. 5.27 – Consumi finali di energia primaria nel domestico (Mtep)



Nel settore residenziale i tassi di crescita dei consumi di energia sono pari a circa la metà di quelli del settore commerciale. Nel medio periodo, ulteriori sviluppi dei consumi in linea con le tendenze più recenti sembrano irrealistici. La richiesta di servizi energetici del settore, prevalentemente termici, è infatti guidata principalmente dalle tendenze demografiche, il numero di famiglie in particolare, previsto in moderata crescita fino al 2020 e poi stabile. I consumi di energia termica seguono in effetti lo stesso andamento, gli unici miglioramenti sono legati alla sostituzione delle caldaie più vecchie con altre più efficienti e ad una moderata stima di incremento di efficienza nell'isolamento degli edifici.

Per quello che riguarda i consumi elettrici, sono molto influenti le ipotesi sulle tecnologie di uso finale e le relative efficienze, che possono variare in modo significativo. Negli scenari tendenziali si prevede una diffusione degli elettrodomestici più efficienti come estrapolazione delle tendenze attuali, una modesta diffusione di altre apparecchiature elettriche nelle famiglie ed un sensibile incremento della domanda di condizionamento. Le diverse ipotesi prima descritte si bilanciano in parte, con il risultato di un aumento moderato dei consumi complessivi.

Fig. 5.28 – Consumi di energia per alcune tipologie di uso finale nel residenziale (scenario A1, 2004=100)

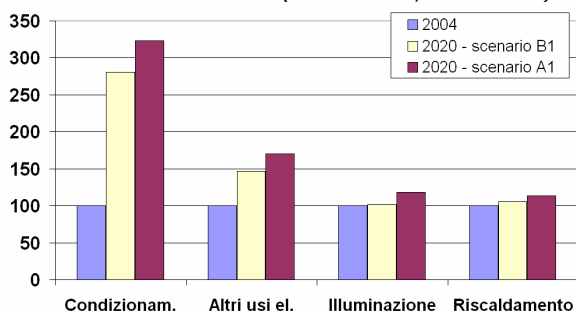
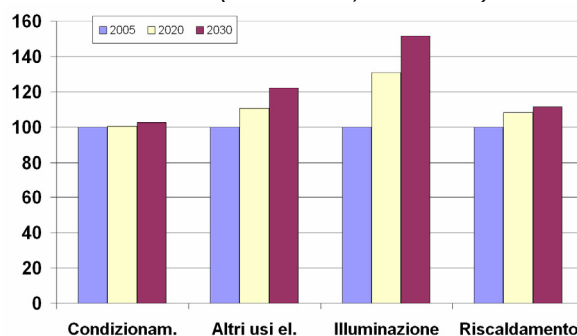


Fig. 5.29 – Efficienza dei dispositivi di uso finale nel settore residenziale (scenario A1, 2004=100)



Nel 2004, i consumi energetici complessivi delle famiglie italiane erano stimati a circa 28 Mtep. In entrambi gli scenari tendenziali i consumi per il riscaldamento e gli altri usi termici aumentano in modo molto contenuto. In particolare, il riscaldamento degli ambienti, di gran lunga la principale tipologia di consumo (i 2/3 circa del totale), vede ridurre il suo peso nel corso dell'orizzonte temporale, ma anche nel lungo periodo continua a determinare più della metà dei consumi del settore.

Aumentano invece in modo molto più marcato gli usi elettrici (con la parziale eccezione dell'illuminazione), in quanto la crescita del reddito disponibile e nuove tipologie di domanda continuano a spingere la diffusione di apparecchi elettrici di vario genere (figura 5.28). In particolare, negli scenari risulta molto forte l'aumento dei consumi per il raffrescamento degli ambienti, per l'aspettativa che l'aumento del condizionamento delle abitazioni è destinato a continuare ancora nel medio-periodo.

L'efficienza dei nuovi dispositivi svolge un ruolo rilevante nel determinare l'ammontare di energia consumata dalle famiglie: già nell'evoluzione tendenziale (anche nello scenario A, figura 5.29) la progressiva sostituzione di vecchi apparecchi con nuovi più efficienti contribuisce infatti in modo rilevante a frenare i consumi, soprattutto negli usi elettrici.

Figura 5.30 – Scomposizione dei consumi termici nel residenziale (scenario B1)

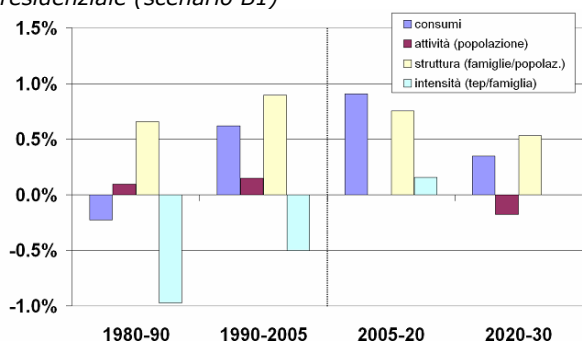
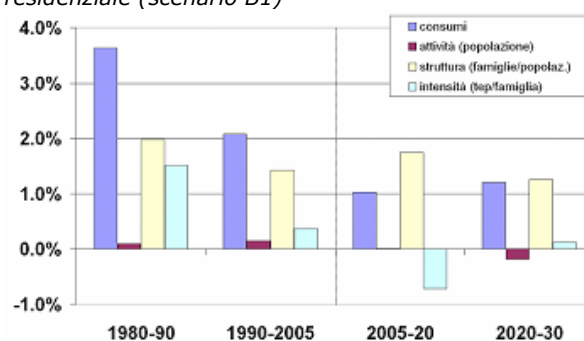


Figura 5.31 – Scomposizione dei consumi elettrici nel residenziale (scenario B1)



Per analizzare meglio l'evoluzione del settore residenziale è di nuovo utile ricorrere alla scomposizione dei consumi energetici¹⁴. In questo caso la componente *attività* è rappresentata dalla popolazione, la componente *struttura* dal numero di persone per famiglia (o dalla diffusione degli apparecchi elettrici), la componente *intensità* dal consumo di energia pro-capite o per apparecchio. Negli scenari, la componente *attività* continua a presentare variazioni minime.

Le caratteristiche *strutturali* del settore continuano ad avere un impatto positivo (forte soprattutto negli usi elettrici) sui consumi, come accaduto negli ultimi decenni non solo in Italia. Considerando l'esperienza degli altri Paesi occidentali, dovrebbe infatti proseguire a ritmi sostenuti la diffusione degli apparecchi elettrici, con una qualche tendenza alla saturazione nel medio periodo (l'aumento delle famiglie dovrebbe procedere allo stesso ritmo del passato). Infine, sia in Italia che negli altri Paesi avanzati l'effetto della componente *intensità* ha in passato sempre agito in senso opposto a queste variazioni, determinando una crescita dei consumi energetici piuttosto modesta. E' significativo come anche nello scenario B1 questo andamento "virtuoso" della componente intensità tenda ad affievolirsi nel tempo, al contrario di quanto avviene negli usi elettrici, sulla cui crescita l'aumento di efficienza ha un significativo impatto frenante (si veda ancora la figura 5.31).

¹⁴ Per un'illustrazione di significato e metodologia della scomposizione dei consumi si rimanda alla nota precedente.

I trasporti sono il settore a maggiore crescita dei consumi energetici. L'incremento della cilindrata media del parco circolante contrasta gli incrementi di efficienza di tipo tecnologico

Fig. 5.32 - Consumi finali di energia nei trasporti (Mtep)

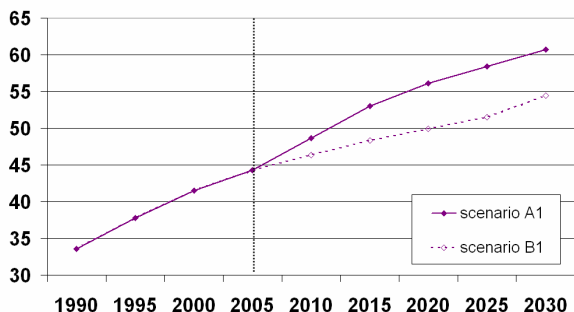
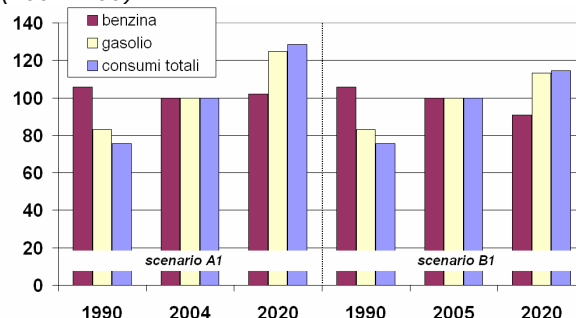


Fig. 5.33 - Consumi di energia nei trasporti (2004=100)



Il settore dei trasporti (figura 5.32) è quello che presenta la maggiore crescita dei consumi energetici in valore assoluto (circa 15 Mtep in più rispetto al 2005). I consumi sono inoltre piuttosto elastici agli scenari di prezzo/PIL, con una marcata differenziazione fin dal primo periodo della simulazione. I consumi del settore sono legati alla prevista evoluzione dell'attività (pass-km e ton-km) e dei consumi specifici dei veicoli (si veda quanto detto nella descrizione delle variabili-guida degli scenari), dato concettualmente analogo al variare dell'intensità energetica nell'industria e nei servizi.

Negli scenari tendenziali, nonostante prezzi dell'energia mediamente piuttosto elevati, i consumi energetici dei trasporti aumentano a ritmi leggermente inferiori al passato, spinti dai fattori strutturali già descritti.

I trasporti coprono inoltre la quasi totalità degli aumenti nel consumo di petrolio. Tra le forme di trasporto quella a maggiore crescita è trasporto merci su strada, con una crescita dell'1,9% l'anno. L'uso di veicoli a basso consumo, di veicoli ibridi o che usano motori molto efficienti raggiunge il 6% delle percorrenze complessive (circa il 15% del mercato nel 2020). A questi va aggiunta una consistente flotta di veicoli che utilizzano combustibili a più basso impatto ambientale, metano, GPL e biodiesel, in particolare le auto a metano dovrebbero raggiungere quelle a GPL come consistenza complessiva.

Tabella 5.5 - Consumi specifici medi automobili, km/lt

	2000	2005	2010	2015	2020
Benzina	12.8	13.0	13.2	13.6	13.6
Diesel	14.9	15.4	16.2	16.8	17.1

Fonte: output modello Markal Italia

Nel complesso l'incremento delle percorrenze complessive delle automobili e dei veicoli commerciali sarà in piccola parte bilanciato dall'aumento di efficienza (tabella 5.5). L'efficienza dei veicoli dovrebbe aumentare sulla base degli accordi tra Commissione Europea e costruttori di automobili (secondo l'accordo ACEA le emissioni di CO2 dovrebbero essere ridotte del 25%, da un livello medio di circa 185 g CO2/km nel 1995 a 140 g CO2/km nel 2008). Anche se l'accordo non sarà rispettato sembra verosimile prevedere un aumento dell'efficienza media dei veicoli a livello medio europeo. Tuttavia, riprodurre questa situazione a livello nazionale risulta problematico per la differenza nelle efficienze medie di partenza tra il parco italiano e quello europeo. Il parco italiano presenta un continuo incremento della cilindrata media (e del peso) dei veicoli nuovi (consuntivi 1999-2004), per cui considerando anche l'aumento della congestione sembra realistico limitare gli incrementi di efficienza agli spostamenti extraurbani, mentre i consumi dovrebbero rimanere costanti in ambito urbano.

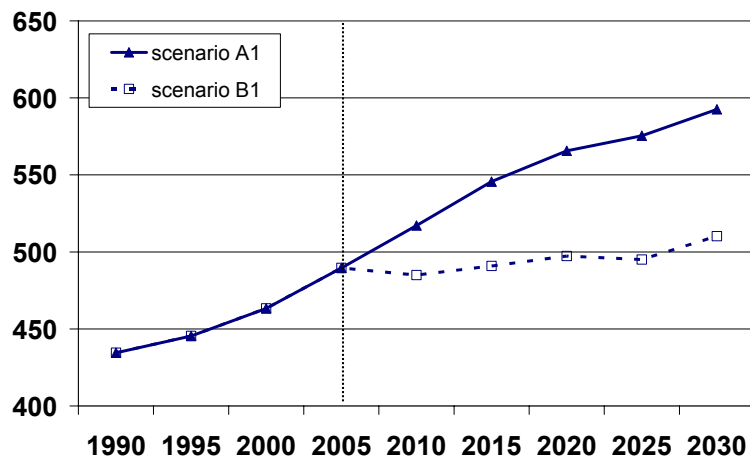
Non sono disponibili previsioni sugli altri veicoli, sui veicoli merci in particolare. L'efficienza dei veicoli nuovi da trasporto merci è pertanto costante nel tempo e solo leggermente più efficiente di quella attuale per la sostituzione dei veicoli più vecchi ed inefficienti.

In conclusione, si stima una costanza dei consumi specifici del parco circolante dei veicoli a benzina (a causa della crescita delle cilindrata medie in atto) e invece una diminuzione di circa il 10% per quelli diesel tra il 1990 ed il 2010 (vista anche la diminuzione della cilindrata media di questo tipo di motorizzazioni). Notevole incertezza esiste per il periodo successivo (2010-2020); al momento attuale l'efficienza delle auto a benzina resta costante, mentre quella delle auto diesel aumenta visto il notevole potenziale tecnico da sfruttare, con la diffusione di motori di piccola cilindrata e ancora più efficienti.

Emissioni

Nello scenario B1 le emissioni di CO₂ sono nel 2020 superiori del 15% rispetto al 1990. Nello scenario A1 sono maggiori del 30%. Le emissioni di ossidi di azoto e di zolfo mostrano invece una tendenza alla riduzione

Fig. 5.34 – Emissioni di CO₂ dagli usi energetici e dai processi industriali negli scenari tendenziali (Mt)



Nota: i valori riportati in figura si riferiscono alle "Total anthropogenic CO₂ emissions excluding emissions/removals from land use, land-use change and forestry", secondo la definizione utilizzata nell'inventario nazionale delle emissioni¹⁵

L'evoluzione del sistema energetico descritta fin qui determina dunque un costante aumento delle emissioni di anidride carbonica, che dopo essere aumentate del 13% tra il 1990 e il 2004, tendono ancora ad aumentare tra il 2004 e il 2012 (in media, perché nello scenario più basso, il B1, esse restano in effetti costanti), in evidente controtendenza rispetto alla riduzione prevista dal Protocollo di Kyoto (pari al 6,5% delle emissioni di tutti i gas serra). Gli incrementi tendono poi a rallentare negli anni successivi. Le emissioni aumentano in maniera considerevole nello scenario A1 (+0,9% medio annuo fino al 2020), in misura marginale nello scenario B1. In quest'ultimo scenario, la riduzione delle emissioni rispetto allo scenario A1 è dovuta soprattutto all'elettrico e ai trasporti. In ogni caso, rispetto al 1990 (anno base secondo la convenzione sui cambiamenti climatici), l'aumento raggiunge nel 2020 valori compresi tra +15 e +30%.

Le emissioni di CO₂ da combustione di fonti fossili sono proporzionali ai consumi di combustibile. Tra i diversi combustibili il carbone presenta il valore più alto contenuto di carbonio per unità di energia (26 tC/TJ), il gas naturale il più basso (15 tC/TJ) con il petrolio in posizione intermedia. Nello scenario tendenziale le percentuali di combustibili fossili cambiano leggermente nel periodo 2004-2030, con più gas naturale, meno petrolio, carbone costante e rinnovabili in lieve crescita. In termini assoluti l'evoluzione tendenziale prevede comunque un notevole aumento del consumo di combustibili fossili dal 2005 fino al 2030, con un andamento quasi costante nel tempo. Oltre all'aumento complessivo si prevede inoltre anche un incremento in valore assoluto della fonte carbone, che presenta le emissioni più alte in rapporto alle calorie rese. Non sorprende quindi che le emissioni di gas serra siano previste in ulteriore sensibile aumento¹⁶.

Il rilevante aumento complessivo delle emissioni nello scenario A1 tra il 1990 ed il 2030, pari a circa 150 Mt di anidride carbonica, non è equamente ripartito tra i settori. In particolare:

- il settore dei trasporti presenta gli incrementi più rilevanti sia in valore assoluto (circa 70 Mt), che in percentuale (+55%);
- il settore energetico (centrali elettriche, inclusi i gas da carbone, e le raffinerie) registra una crescita complessiva di circa 57 Mt (+31,5%, legato anche alla mancata "attivazione" della tecnologia del

¹⁵ Cfr. Subsidiary Body For Implementation, Twenty-fifth session, Nairobi, 6-14 November 2006, Item 3 (b) of the provisional agenda, *National communications from Parties included in Annex I to the Convention. Report on national greenhouse gas inventory data from Parties included in Annex I to the Convention for the period 1990-2004. National greenhouse gas inventory data for the period 1990-2004 and status of reporting.*

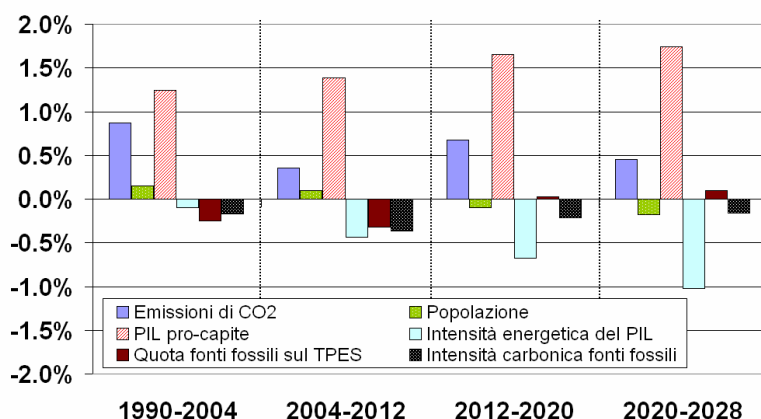
¹⁶ Le emissioni dal 1990 al 2004 sono un consuntivo ricavato dall'inventario nazionale delle emissioni trasmesso al Segretariato della Convenzione sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC). Le emissioni nel periodo 2010-2030 sono stimate a partire dai consumi di combustibili fossili e sono riportate in figura con le stesse metodologie previste per la redazione dell'inventario nazionale.

sequestro della CO₂, a causa della scarsa penalizzazione delle emissioni prevista negli scenari tendenziali);

- il civile, che include agricoltura e altri settori, registra aumenti per 17 Mt, pari al +22%;
- il settore industriale manifatturiero (che include una piccola parte di emissioni da co-produzione di energia elettrica) presenta aumenti per soli 7 Mt, ovvero il +5%.

Per comprendere meglio le ragioni dell'andamento delle emissioni di CO₂ nello scenario, è utile ricorrere ad una scomposizione della crescita della variabile di interesse, in questo caso utilizzando la cosiddetta identità di Kaya¹⁷. Come emerge dalla Fig. 4 (nella quale la lunghezza della barra relativa alle emissioni è pari alla somma delle altre cinque barre), la crescita delle emissioni nell'evoluzione *tendenziale* è "spiegata" fondamentalmente dal fatto che l'aumento del reddito pro-capite non è compensato da sufficienti diminuzioni delle altre variabili considerate. Nonostante l'intensità energetica del PIL si riduca a tassi progressivamente maggiori, la riduzione della quota di fonti fossili sul consumo totale si ferma invece al 2012 e tende ad annullarsi nel medio-lungo periodo, così come l'intensità carbonica dell'energia fossile (per i prevedibili limiti all'espansione dell'import di gas naturale e per la necessità della diversificazione delle fonti primarie).

Figura 5.35 – Identità di Kaya (media dei due scenari tendenziali)



Il significato di questi dati è che, poiché la crescita economica è un evento auspicabile (quella qui ipotizzata è anzi piuttosto modesta), un contenimento delle emissioni impone una delle due seguenti alternative:

- la diminuzione più marcata dell'intensità energetica del PIL, mediante un'accelerazione nell'introduzione di processi produttivi più efficienti e/o l'incentivazione dell'efficienza energetica e del risparmio energetico;
- la sostituzione più marcata delle fonti a maggior contenuto di carbonio (carbone e petrolio) con il gas naturale (così riducendo l'intensità carbonica dell'energia fossile) e/o la riduzione della quota di fonti fossili sul consumo totale di energia (tramite un maggiore incremento del peso delle fonti rinnovabili).

Lo scenario energetico tendenziale è stato anche utilizzato per stimare l'evoluzione delle emissioni in aria di altri inquinanti nocivi. Queste stime (figure 5.36, 5.37) sono state elaborate con il modello RAINS-

¹⁷ L'identità di Kaya è un'espressione matematica che individua i fattori che influenzano l'evoluzione delle emissioni di anidride carbonica derivanti dal consumo di energia:

$$C = (C / E) \times (E / \text{PIL}) \times (\text{PIL} / \text{POP}) \times \text{POP}$$

La formula lega le emissioni annue di carbonio (C) all'energia consumata (E), al Prodotto Interno Lordo (PIL), e alla popolazione (POP). Le prime due componenti rappresentano l'intensità carbonica dell'energia consumata (C/E) e l'intensità energetica dell'attività economica (E/PIL), mentre il livello dell'attività economica è misurato dal reddito pro-capite (PIL/POP). In ogni momento, dunque, il livello delle emissioni di carbonio derivanti dai consumi energetici può essere visto come il prodotto delle quattro componenti dell'identità di Kaya. Se si prendono i tassi di variazione, l'identità di Kaya può essere espressa come:

$$[d(\ln C) / dt = d(\ln C / E) / dt + d(\ln E / \text{PIL}) / dt + d(\ln \text{PIL} / \text{POP}) / dt + d(\ln \text{POP}) / dt],$$

da cui si evince come, nel corso del tempo, il tasso di variazione delle emissioni di carbonio sia uguale alla somma dei tassi di variazione delle quattro componenti dell'identità di Kaya. Nell'analisi condotta in questo paragrafo (e nei prossimi) si utilizza una formulazione leggermente modificata dell'identità di Kaya, a cinque fattori, scomponendo l'intensità carbonica dell'energia nell'intensità carbonica dell'energia fossile e nella quota di fonti fossili sul consumo totale di energia primaria.

Italia dell'ENEA¹⁸. Il modello Rains è stato sviluppato dallo IIASA ed è correntemente utilizzato dalla Commissione UE per la definizione di obiettivi di emissione e di qualità dell'aria all'orizzonte 2020. Il modello Rains ha bisogno di una lunga serie di dati energetici di dettaglio, parte dei quali estratti "ad hoc" dal modello Markal-Italia e parte stimati, e di una cosiddetta "strategia di controllo", simile nei due modelli. La "strategia di controllo" riproduce l'evoluzione tecnologica attesa nei dispositivi di abbattimento delle emissioni sulla base della normativa europea. Le emissioni di due inquinanti principali sono evidenziate nelle figure 17 e 18. Tanto le emissioni di ossidi di azoto che di ossidi di zolfo presentano una marcata tendenza alla riduzione fino al 2020, mentre nel periodo successivo si nota un'inversione della tendenza. La causa di questa inversione di tendenza risiede principalmente in uno sviluppo tecnologico insufficiente a contrastare l'aumento dei consumi energetici e il prevedibile *shift* verso combustibili meno costosi ma più inquinanti quali il carbone e le biomasse/rifiuti.

Fig. 5.36 – Emissioni di SO_x (media dei due scenari tendenziali, kt/a)

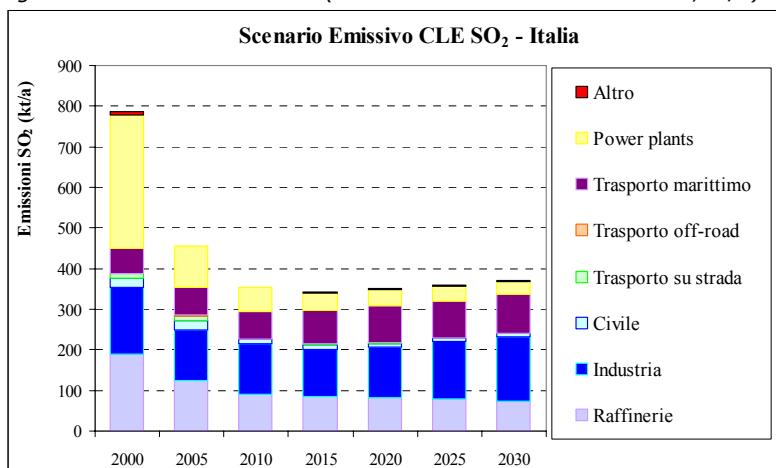
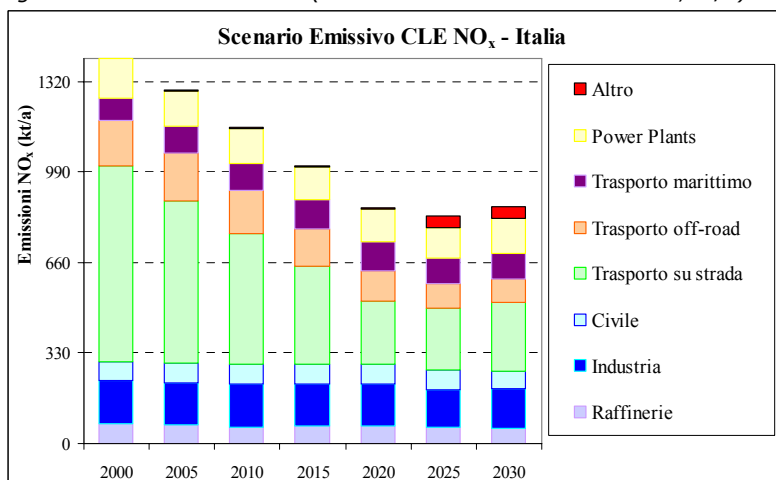


Fig. 5.37 – Emissioni di NO_x (media dei due scenari tendenziali, kt/a)



¹⁸ Per una descrizione della metodologia, si rimanda a Vialetto G., Contaldi M., De Lauretis R., Lelli M., Mazzotta V., Pignatelli T.; *Emission Scenarios of Air Pollutants in Italy using Integrated Assessment Models*, Atmospheric Pollution, 2005.

5.2 Effetti di alcune misure di politica energetica e ambientale: scenari di intervento

Si è visto come il sistema energetico risultante dall'evoluzione tendenziale presenti diversi elementi di criticità per il Paese.

Gli scenari di intervento qui presentati (scenari A2 e B2) "esplorano" la realizzabilità e i possibili effetti (di medio-lungo periodo) di alcune misure di politica energetica, i cui obiettivi principali sono quelli di un massiccio ricorso all'efficienza energetica negli usi finali, una incisiva promozione delle fonti rinnovabili e una diversificazione delle fonti di approvvigionamento (anche mediante il ricorso, nel lungo periodo, dopo il 2020, alle tecnologie del carbone pulito, come la gassificazione con/senza sequestro dell'anidride carbonica). L'obiettivo di tale politica è quello di migliorare le condizioni di sicurezza energetica del Paese e la sua competitività economica, nell'ottica della salvaguardia dell'ambiente.

5.2.1 Caratterizzazione dell'intervento e risultati

Le misure di implementazione previste dallo scenario *di intervento* (riassunte nel Box 1) sono caratterizzate dalla loro discontinuità, a volte anche molto significativa, rispetto alle tendenze storicamente riscontrate nel nostro Paese, ma sono compatibili sia con il quadro di sviluppo economico italiano ed europeo, che con la prevista evoluzione delle tecnologie nel contesto internazionale.

In sostanza, si è cercato di definire un insieme di interventi che dovrebbero rappresentare quanto sembra realisticamente possibile fare fino al 2020, e nel decennio successivo, per modificare la struttura del sistema energetico italiano. Ma si sottolinea che questo non significa che in un singolo ambito non si possa fare di più, in presenza di una forte volontà politica di agire in una certa direzione.

La quasi totalità delle misure qui considerate ha come denominatore comune l'obiettivo della promozione di una o più tecnologie. Gli interventi previsti sono stati valutati sulla base della loro praticabilità tecnica ed economica, intesa sia in termini di investimenti complessivi che in termini di necessaria fine della vita utile degli impianti esistenti.

In generale, la promozione di una tecnologia è sempre connessa a misure che facilitino la transizione del mercato verso quella tecnologia, che altrimenti stenta ad affermarsi "spontaneamente".

Le misure possono essere riferite schematicamente a due distinti periodi temporali. Il primo riguarda il breve-medio periodo e contiene misure relative a tecnologie già disponibili per l'efficienza energetica e per le fonti rinnovabili. Il secondo riguarda il lungo periodo (dopo il 2020), nel quale si prevedono misure di intervento su tecnologie, oggi ancora in fase di sviluppo, per l'uso pulito dei combustibili fossili compreso il sequestro e il confinamento dell'anidride carbonica.

Quanto agli interventi di promozione delle tecnologie qui considerati, essi possono essere catalogati nelle tipologie degli strumenti di regolamentazione diretta (o di *comando e controllo*), della regolamentazione indiretta (strumenti economici), delle politiche di informazione e persuasione (o di *moral suasion*, che puntano a ottenere un effettivo comportamento socialmente responsabile senza utilizzare la forza delle leggi e/o dei regolamenti), delle politiche infrastrutturali.

Il mix di misure tecnologiche e normative considerate deriva da numerosi studi¹⁹ a livello nazionale ed europeo, che nel corso degli ultimi anni hanno identificato pacchetti di possibili interventi nei vari settori, al fine di aumentare l'efficienza complessiva del sistema. Esempi classici sono costituiti dal "*labeling*" (politica di informazione e persuasione), che ha favorito la diffusione degli elettrodomestici a basso consumo, e dai Certificati Bianchi (strumento

¹⁹ Due recenti riferimenti molto significativi vengono dalla Commissione Europea, DG Energia e Trasporti: *Fare di più con meno. Libro verde sull'efficienza energetica*, 2005, e *l'Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential*, Comunicazione della Commissione Europea del 19/10/2006 (COM(2006)545 final).

economico). La diffusione nel mercato porta poi a ulteriori miglioramenti tecnologici e riduzioni dei costi, come nel caso dell'eolico tra le energie rinnovabili.

Nel Box 1a/1b sono riepilogate tutte le misure previste, distinte secondo le tipologie sopramenzionate (le misure sono in primo luogo raggruppate per settore di uso finale dell'energia, per facilitare il paragone con altri studi dello stesso tipo, mirati a singoli settori).

Entrando più nel dettaglio, per quanto riguarda l'efficienza energetica lo scenario prevede un diffuso impiego di tecnologie a basso consumo sia nel civile che nell'industria e, soprattutto, un importante intervento nel settore dei trasporti, basato sia sullo *shift* modale che sulla diffusione di veicoli con motori ad alto rendimento, inclusi i veicoli ibridi e ad idrogeno.

Il maggiore ricorso alle fonti rinnovabili riguarda la produzione di energia elettrica (per la quale si è però scelto di adottare ipotesi piuttosto conservative, in particolare riguardo alla generazione fotovoltaica e agli impianti a biomasse), gli usi termici nel settore civile, i biocombustibili nel settore dei trasporti.

Per un intervento significativo nella diversificazione del mix di combustibili per la generazione termoelettrica, e quindi per una maggiore sicurezza degli approvvigionamenti e delle forniture, lo scenario prevede (oltre al suddetto incremento dell'uso delle fonti rinnovabili) anche un maggiore ricorso al carbone rispetto all'evoluzione tendenziale, mediante l'impiego delle più recenti tecnologie a basso impatto ambientale, predisposte anche per il sequestro dell'anidride carbonica (nel lungo periodo).

Il modello utilizzato per le elaborazioni consente di specificare sia tetti fisici di emissione che costi di emissione dei principali inquinanti. Poiché nel caso dell'anidride carbonica l'imposizione di un tetto fisico alle emissioni tende a distorcere il modo di funzionare del modello (come evidenziato in letteratura), risulta in genere preferibile imporre un costo alle emissioni (carbon tax), con alcune eccezioni (i processi industriali sono esentati, sempre per motivi "tecnici"). Negli scenari *di intervento* questo costo sale gradualmente, fino a 30 €/t CO₂ nel 2020 e poi ancora fino a 50 €/t nel 2030. Considerato che un aumento del prezzo del petrolio di 10 \$/bbl equivale ad una tassa di circa 20 \$/t CO₂ e che il prezzo medio del barile è di circa 50 \$ nel 2010 (con tendenza a salire), si vede come le ipotesi fatte siano equivalenti ad una oscillazione addizionale verso l'alto del prezzo del petrolio tra i 15 ed i 20 \$/bbl. In definitiva, visti gli andamenti recenti del mercato petrolifero, l'ipotesi di una carbon tax di 50 \$/t sembra può essere considerata prudente.

Nel caso degli ossidi di azoto si sono invece utilizzati dei tetti emissivi diversificati a livello settoriale, uno schema che consente al modello di riprodurre le scelte del legislatore, che non segue sempre logiche "fredde" di minimo costo, ma tiene conto di effetti economico-sociali. Queste scelte si traducono in diversi "costi di emissione" a livello settoriale, influenzando la scelta delle diverse opzioni alternative (le tecnologie).

Infine, è il caso di sottolineare come sia possibile una riflessione ulteriore volta ad ipotizzare politiche di contenimento della domanda di beni e servizi energetici (risparmio energetico), ovvero diversi modelli di sviluppo, un'opzione che non è stata esplorata in questo scenario, che considera solo quote marginali di risparmio energetico. Questa tematica coinvolge aspetti sociali ed economici, per la cui valutazione possono essere utili anche metodologie diverse da quella qui utilizzata. Tra l'altro, i modelli di ottimizzazione tecnico-economici, grazie alla loro struttura molto dettagliata ed esplicitamente connessa alla produzione di beni fisici e ai servizi energetici, hanno il grande pregio di permettere valutazioni quantitative di scenari alternativi di sviluppo del sistema, ma le decisioni sull'eventuale disincentivazione di alcune tipologie di domanda di beni e servizi energetici restano inevitabilmente di competenza del decisore politico.

Box 1a - Schema riepilogativo delle Politiche & Misure previste negli scenari di intervento

Settore	Tecnologie interessate / Programma	Impatto / obiettivi	Strumento di promozione della tecnologia
FONTI PRIMARIE/ PRODUZIONE DI ELETTRICITÀ E CALORE	FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI: estensione dei sussidi alle tecnologie di generazione elettrica	Aumento generazione elettrica da FER	Economico (regolamentazione indiretta)
	COMBUSTIBILE DA RIFIUTI: Facilitazioni per la produzione di CDR	Incremento produzione di combustibile da rifiuti fino a 1/3 della produzione annua di RSU	Politiche di informazione e persuasione
	FOTOVOLTAICO: Incentivo all'installazione di pannelli FV mediante "conto energia"	1.000 MWp di potenza installata entro il 2015 (con limite annuale di 85 MW)	Economico (regolamentazione indiretta)
	TELERISCALDAMENTO: Incentivi alla diffusione del teleriscaldamento	Copertura mediante teleriscaldamento del 15% circa dei consumi	Economico (regolamentazione indiretta)
INDUSTRIA	CARBONE NUOVA GENERAZIONE E/O GASSIFICAZIONE (con e senza Carbon Capture and sequestration (CCS)): Sostegno alla costruzione di nuova potenza a carbone "pulito"	Aumento carbone nella termoelettrica per diversificazione del mix di combustibili (dal 2020)	Politiche di informazione e persuasione
	ILLUMINAZIONE: Estensione dei Certificati bianchi	Estensione / incremento degli obiettivi di risparmio: penetrazione lampadine a basso consumo circa tripla rispetto al trend	Economico (regolamentazione indiretta) e Comando e controllo
	FORZA MOTRICE: Estensione dei Certificati bianchi. Standard sui nuovi motori industriali	Estensione / incremento degli obiettivi di risparmio: motori ad alta efficienza al 15% del mercato nel 2010, al 30% nel 2020	Economico (regolamentazione indiretta) e Comando e controllo
	ILLUMINAZIONE / RISCALDAMENTO: Estensione dei Certificati bianchi	Estensione / incremento degli obiettivi di risparmio: penetrazione lampadine a basso consumo circa tripla rispetto al trend	Economico (regolamentazione indiretta) e Comando e controllo
TERZIARIO	FORZA MOTRICE (piccola potenza): Estensione dei Certificati bianchi. Standard sui nuovi motori	Estensione / incremento degli obiettivi di risparmio: motori ad alta efficienza oltre il 50% del mercato dopo il 2015	Economico (regolamentazione indiretta) e Politiche di informazione e persuasione
	ELETTRODOMESTICI: Estensione dei Certificati bianchi. Etichettatura energetica	Estensione / incremento degli obiettivi di risparmio: penetrazione della tecnologia più efficiente più che doppia rispetto al trend	Economico (regolamentazione indiretta) e Politiche di informazione e persuasione
RESIDENZIALE	ILLUMINAZIONE: Estensione dei Certificati bianchi. Etichettatura energetica	Promozione lampadine a basso consumo: penetrazione più che doppia rispetto al trend	Economico (regolamentazione indiretta) e Comando e controllo
	ACQUA CALDA: Estensione dei Certificati bianchi. Direttiva EU Energy Performance in Buildings	Penetrazione della tecnologia più efficiente doppia rispetto al trend. Solare termico al 30% della domanda nel 2020	Economico (regolamentazione indiretta) e Comando e controllo
	RISCALDAMENTO / ISOLAMENTO: Estensione dei Certificati bianchi. Direttiva EU Energy Performance in Buildings	Aumento dell'isolamento fino a un risparmio del 10% dell'energia consumata	Economico (regolamentazione indiretta) e Comando e controllo

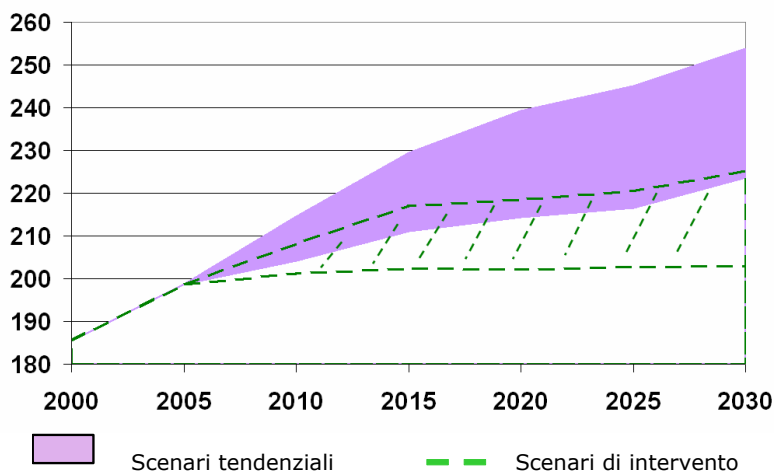
Box 1b - Schema riepilogativo delle Politiche & Misure previste negli scenari di intervento

Settore	Tecnologie interessate / Programma	Impatto / obiettivi	Tipologia dell'intervento / misura
TRASPORTI	<p>BIOCOMBUSTIBILI: Supporto alla produzione</p> <p>MODALITA' TRASPORTO PASSEGGERI: Shift modale verso ferrovia e autobus</p>	<p>Crescita consumo fino al 2.5% del totale trasporti nel 2012, 7.5% nel 2020</p> <p>Incremento del peso di bus e metro al limite di fattibilità tecnico economica delle infrastrutture (raddoppio per bus, 3 volte per metro e tram), significativo in %, risultati contenuti in assoluto. Treno ostacolato dal mancato completamente infrastrutture AV, sale significativamente (+40%) dopo il 2020</p>	<p>Regolamentazione diretta (comando e controllo)</p> <p>Politiche infrastrutturali</p>
	<p>AUTOMOBILI BASSO CONSUMO</p> <p>AUTOBUS URBANI A GAS NATURALE: Aumento flotta autobus a emissioni basse / nulle</p>	<p>Aumento diffusione fino all'80% del mercato del nuovo nel 2020</p> <p>Aumento flotta autobus a emissioni basse / nulle fino alla quasi totalità del mercato urbano e commuters</p>	<p>Regolamentazione diretta (comando e controllo)</p> <p>Regolamentazione diretta (comando e controllo) e Politiche infrastrutturali</p>
EMISSIONI	<p>TRASPORTO MERCI</p> <p>MODALITA' TRASPORTO MERCI: Shift modale da strada a ferrovia</p>	<p>Aumento diffusione Light Duty Vehicles e High Duty Vehicles "locali" a metano</p> <p>Raddoppio del trasporto su ferrovia rispetto ad oggi, raddoppio incidenza ferrovia sul totale merci solo dopo il 2028, a causa dei ritardi nelle linee ad alta velocità ed i centri di interscambio.</p>	<p>Economico (regolamentazione indiretta)</p> <p>Politiche infrastrutturali e di informazione e persuasione</p>
	<p>TECNOLOGIE FOSSILI DI GENERAZIONE/USO FINALE: Tassa sulla CO2, crescente fino a 50€ nel 2030 (30€ nel 2020)</p> <p>ELETTRICO, RAFFINERIE: tetto alle emissioni di NOx</p> <p>INDUSTRIA: tetto alle emissioni di NOx</p> <p>TRASPORTI: tetto alle emissioni di NOx</p>	<p>Parziale internalizzazione dei costi esterni legati all'uso dei combustibili fossili, per la stabilizzazione delle emissioni di CO2. Incremento della produzione non-fossile e competitività della CCS</p> <p>Estensione e rafforzamento della Direttiva NEC</p> <p>Estensione e rafforzamento della Direttiva NEC</p> <p>Estensione e rafforzamento della Direttiva NEC</p>	<p>Economico (regolamentazione indiretta) e Regolamentazione diretta (comando e controllo)</p>

Consumi totali di energia

Le politiche energetiche e ambientali permettono di stabilizzare i consumi energetici dai primi anni del prossimo decennio.

Figura 5.38 – Consumi di energia primaria negli scenari tendenziali e negli scenari di intervento (Mtep)

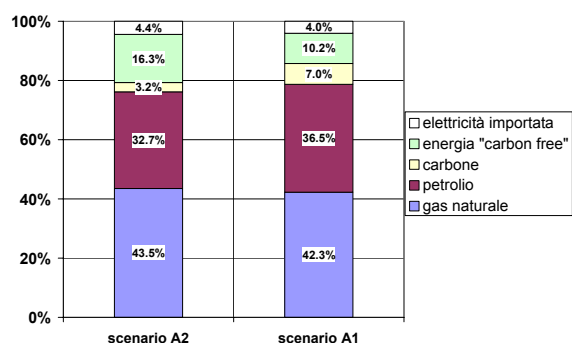


Il primo risultato di rilievo che emerge dal confronto fra la "forchetta" degli scenari tendenziali e quella degli scenari *di intervento* riguarda i consumi di energia primaria, che tendono sostanzialmente a stabilizzarsi a partire dai primi anni del prossimo decennio.

E' significativo come i risultati dell'evoluzione alternativa non prevedano una riduzione dei consumi primari, neanche all'orizzonte 2030 e nonostante le ipotesi di interventi "forti". Questi risultati traducono in cifre una certa "rigidità" del sistema economico ed energetico italiano nel periodo considerato, di cui è opportuno tenere conto nelle valutazioni.

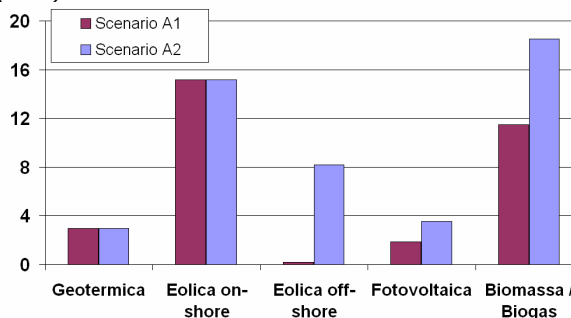
Riguardo alla composizione dell'energia primaria per fonte (figura 5.39), gli scenari di intervento determinano (rispetto al caso tendenziale) una riduzione ancor più significativa del peso del petrolio e un aumento più limitato di quello del gas. Il peso del carbone risulta invece inferiore fino al 2020, ma torna poi ad aumentare nel decennio successivo, con l'affermazione delle tecnologie di sequestro della CO₂. Quest'ultimo dato, aggiunto al forte aumento del peso delle fonti rinnovabili, fa sì che nel 2020 la quota di energia "carbon free" (comprensiva dell'energia da fonti rinnovabili e della generazione da carbone con sequestro della CO₂) raggiunga il 16% del totale (contro il 10% del caso tendenziale).

Fig. 5.39 – Energia primaria per fonte nel 2020 in due scenari (%)



N.B.: per energia "carbon free" si intende qui la somma dell'energia da fonti rinnovabili e dei consumi di carbone per generazione elettrica con sequestro della CO₂

Fig. 5.40 – Incremento della generazione elettrica da fonti rinnovabili tra il 2005 e il 2030 in due scenari (TWh)



Analizzando più nel dettaglio le fonti energetiche rinnovabili, la figura 5.40 mostra come lo scenario A2, rispetto allo scenario A1, sia caratterizzato da: una identica produzione eolica on-shore, in quanto già nello scenario tendenziale tale fonte raggiunge quello che sembra il suo potenziale; una significativa penetrazione dell'off-shore, che le misure contenute nello scenario rendono evidentemente competitiva; un quasi raddoppio della produzione fotovoltaica, che però corrisponde direttamente al maggior incentivo specifico (conto energia) previsto nello scenario, non al raggiungimento della competitività da parte della

tecnologia; un significativo incremento della produzione da biomasse, che risulta in sostanza la tecnologia rinnovabile "marginale", cioè l'ultima ad essere attivata.

Gli scenari mostrano dunque che il raggiungimento di livelli di produzione da rinnovabili molto più elevati, anche nel lungo periodo, è reso difficile dal fatto che, dati i limitati margini di sviluppo di idroelettrico e geotermoelettrico, con il progressivo sfruttamento dei siti eolici viene ad avere un ruolo chiave lo sfruttamento della biomassa, che (con l'eccezione dei rifiuti) nella generazione elettrica risulta competitiva se usata in co-combustione, che è però di scarsa applicazione in Italia. L'utilizzo delle biomasse continua altrimenti a rimanere poco competitivo, per i prezzi di mercato elevati, legati principalmente alla domanda che viene dal settore residenziale per usi termici, dove è usata in sostituzione degli altri combustibili, fortemente penalizzati dalla tassazione (a differenza di quanto avviene negli altri paesi europei). Negli scenari A2/B2, infatti, l'incremento della generazione da biomasse è legato principalmente alla maggiore produzione (e quindi disponibilità per il sistema) di combustibile da rifiuti, utilizzato in co-combustione, ipotizzata in tali scenari.

Fig. 5.41 - Consumi di elettricità negli scenari tendenziali e negli scenari di intervento (Mtep)

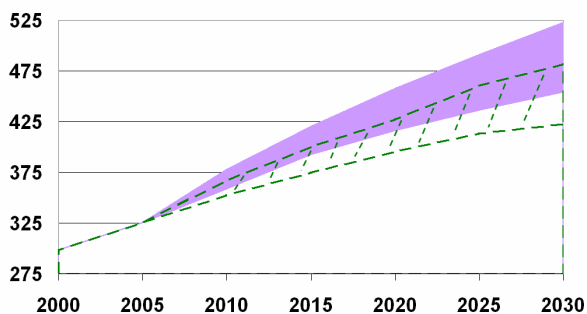
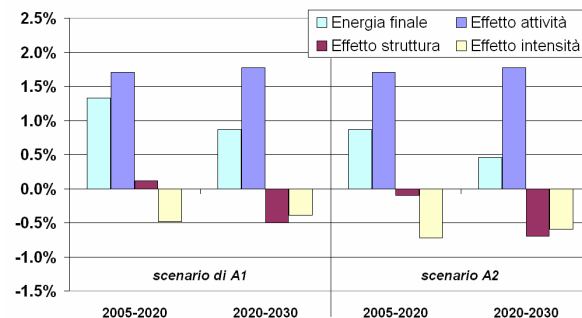


Fig. 5.42 - Scomposizione dei consumi energetici in due scenari



Un altro dato di rilievo è che negli scenari di intervento la riduzione dei consumi elettrici rispetto all'evoluzione tendenziale, pur significativa (circa 30 TWh in meno nel 2020, più di 40 TWh in meno nel 2030, figura 5.41) è meno pronunciata di quanto visto per l'energia primaria. Questo risultato trova un riscontro nei consumi elettrici relativamente bassi in Italia, tanto pro-capite quanto per unità di PIL, rispetto alla media europea. Considerando i dati settoriali, nel civile la riduzione dei consumi è comunque pari nel 2020 a quasi il 15% dei consumi (del 2005), che diviene il 20% circa nel 2030, e anche nell'industria le riduzioni percentuali non sono di molto inferiori.

La caratteristica "strutturale" del sistema energetico italiano di consumi elettrici relativamente bassi risulta confermata se, come già fatto per l'evoluzione tendenziale, gli effetti sul sistema determinati dalle misure di politica energetica e ambientale sono analizzati scomponendo la crescita dei consumi energetici nelle tre componenti *attività*, *struttura*, *intensità*. A parità di effetto *attività* (per ipotesi invariato tra scenario A1 e scenario A2), la significativa riduzione dei consumi energetici nello scenario A2 può essere spiegata dagli altri due effetti:

- per un verso, dal più forte contributo della componente tecnologica (effetto *intensità*), che nello scenario alternativo è costantemente inferiore al -0,5% medio annuo (figura 5.42);
- per un altro verso, dal fatto che lo scenario A2 induce già nel medio periodo una crescita della domanda di servizi energetici inferiore alla crescita del PIL, per cui l'effetto *struttura* risulta negativo. E' interessante sottolineare come da questo punto di vista le misure previste nello scenario A2 abbiano in qualche modo un effetto simile a quello degli alti prezzi dell'energia. In ogni caso, un elemento rilevante che emerge dalla figura 5.42 è che, almeno nel medio periodo (fino al 2020), anche nello scenario A2 la capacità dell'effetto *struttura* di frenare la crescita dei consumi energetici risulta piuttosto modesta.

Consumi di energia per settore: civile

Nel civile la riduzione dei consumi può essere molto significativa. Nel terziario la riduzione dei consumi è più difficile, ma i margini di incremento di efficienza sono comunque significativi

Fig. 5.43 – Consumi di energia finale nel Residenziale negli scenari tendenziali e di intervento (Mtep)

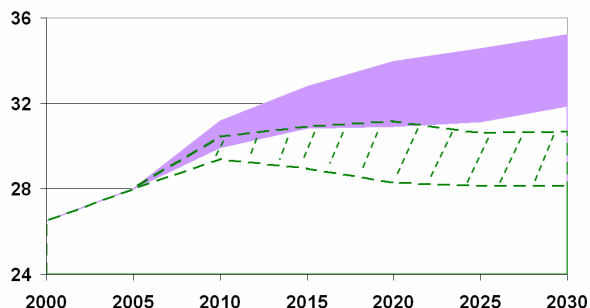
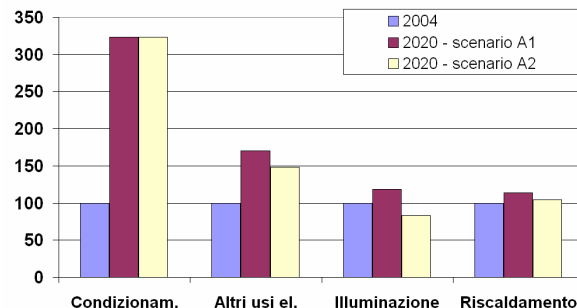


Fig. 5.44 – Consumi di energia per alcune tipologie di uso finale nel residenziale in due scenari (2004=100)



Un dato significativo del settore civile (terziario e residenziale) è la tendenza alla crescita dei consumi che permane in tutte le alternative considerate, soprattutto per la spinta che viene dal terziario. La riduzione dei consumi (rispetto all'evoluzione tendenziale) nell'insieme dei due sottosectori raggiunge però valori piuttosto consistenti: all'orizzonte 2020 la riduzione di consumi è infatti pari a circa 5 Mtep (più del 10% dei consumi finali del settore) fino ad avvicinarsi ai 10 Mtep nel 2030.

Valutazioni di tipo puramente tecnologico (per le quali si rimanda ancora al successivo par. 5.3) ritengono possibile entro il 2020 un risparmio che supera il 30%. Il modello Markal-Italia qui utilizzato, che stima all'orizzonte 2030 una possibile riduzione superiore al 20%, concorda in sostanza con queste valutazioni, ma indica la probabile necessità di un periodo di tempo più lungo e evidenzia il ruolo che possono svolgere prezzi più alti dell'energia per sfruttare il potenziale tecnologico disponibile.

Scendendo nel dettaglio sottosettoriale, la possibile riduzione dei consumi è particolarmente marcata nel residenziale (figura 5.43): circa 3 Mtep nel 2020, che divengono circa 5 Mtep nel 2030. La figura 5.44 mostra come i margini di aumento di efficienza siano particolarmente ampi nell'illuminazione e negli "altri usi elettrici obbligati".

Fig. 5.45 – Consumi di energia finale nel Terziario negli scenari tendenziali e negli scenari di intervento (Mtep)

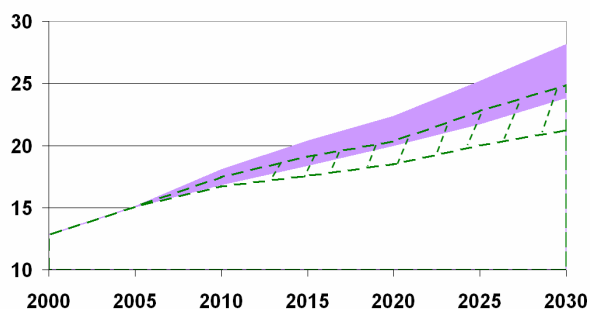
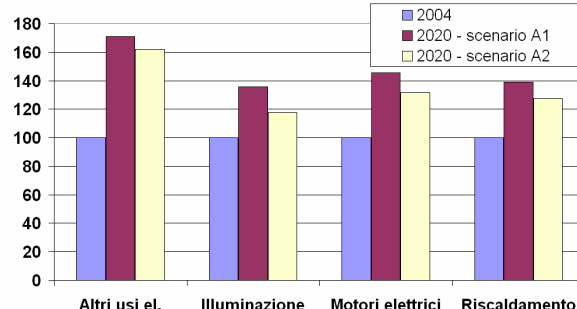


Fig. 5.46 – Consumi di energia per alcune tipologie di uso finale nel terziario in due scenari (2004=100)



Come detto, la tendenza crescente dei consumi nel terziario (figura 5.45) sembra più difficile da contrastare, in quanto come visto nell'analisi dell'evoluzione tendenziale del settore, i consumi sono in parte spinti da fattori "strutturali" su cui non è semplice intervenire, quali la domanda crescente di servizi quali alberghi, ristoranti, centri commerciali, ecc..., sempre più basati sull'elettricità, l'incremento della superficie media degli edifici commerciali, gli effetti del progressivo invecchiamento della popolazione.

I possibili aumenti di efficienza sono comunque rilevanti in termini assoluti: la riduzione media dei consumi (rispetto all'evoluzione tendenziale) supera i 2 Mtep all'orizzonte 2020 e i 4 Mtep nel 2030. In questo caso, i margini di aumento di efficienza (figura 5.46) sono inoltre sostanzialmente simili in tutte le principali tipologie di uso finale.

Consumi di energia per settore: industria e trasporti

Nell'industria è possibile una sostanziale stabilità dei consumi energetici. Nei trasporti la riduzione dei consumi è difficile nel medio periodo, può essere rilevante nel lungo periodo.

Figura 5.47 – Consumi di energia finale nell'Industria negli scenari tendenziali e negli scenari di intervento (Mtep)

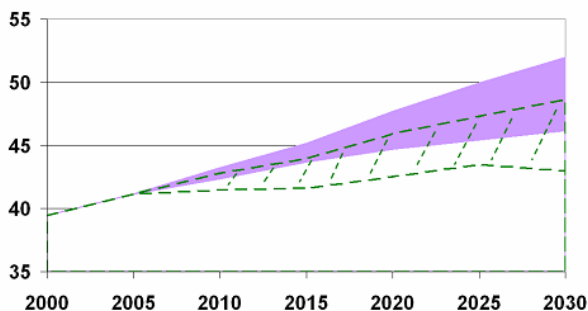
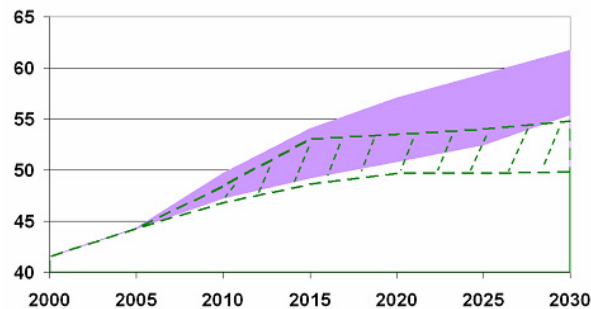


Figura 5.48 – Consumi di energia finale nei Trasporti negli scenari tendenziali e negli scenari di intervento (Mtep)



Anche nel settore industriale, come nel civile, i consumi continuano a salire in tutte le alternative ipotizzate tranne che nello scenario B2 nel quale si arriva a una sostanziale stabilizzazione dei consumi. La riduzione media dei consumi (rispetto all'evoluzione tendenziale) è inoltre meno pronunciata che nel civile, in quanto è pari a circa 3 Mtep all'orizzonte 2020 e a circa 5 Mtep nel 2030. È significativo come quest'ultimo risultato sia in linea con le valutazioni di tipo tecnologico riportate più avanti (paragrafo 5.3), sebbene con un ritardo temporale di circa 10 anni.

Il risultato è anche connesso al fatto che non si prevede di cambiare modello industriale e che quindi il settore continua a produrre tutti i materiali energy intensive ed i prodotti previsti, sfruttando al massimo le relativamente limitate possibilità di aumentare l'efficienza energetica dei processi e delle cosiddette tecnologie orizzontali (illuminazione, forza motrice e produzione di calore).

Nel settore dei trasporti la riduzione dei consumi energetici è contenuta all'orizzonte 2020 (tra 2 e 3 Mtep), ma diviene rilevante nel 2030 (circa 7 Mtep in meno dell'evoluzione tendenziale), soprattutto per l'evidente inversione di tendenza dei consumi, che indica la presenza di un potenziale di efficienza energetica elevato. È importante sottolineare però come questi risultati siano connessi al forte cambiamento modale previsto, con riduzioni del trasporto su strada (sia merci che passeggeri), oltre che all'uso di consistenti flotte di veicoli più efficienti.

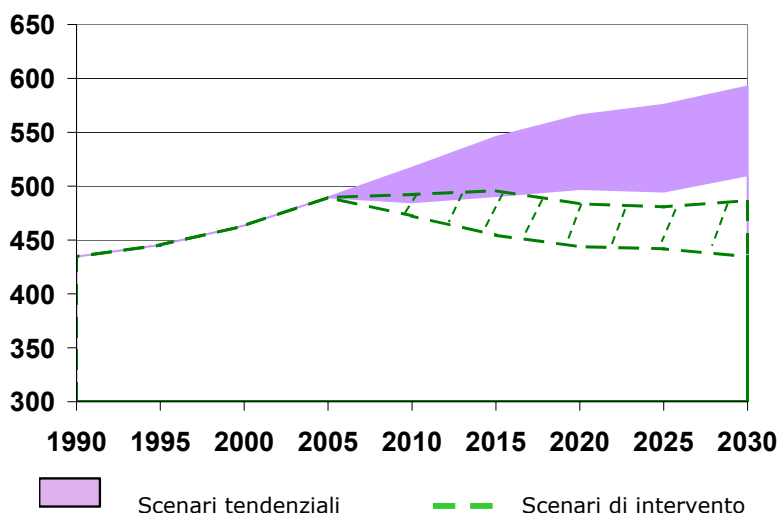
Riguardo al trasporto su automobile, anche in considerazione della sua importanza, sono state accuratamente studiate misure di tipo tecnologico volte all'aumento di efficienza dei mezzi. Non sono state invece considerate in questo scenario le misure per aumentare l'efficienza di utilizzo del mezzo (ad es. l'aumento del numero di passeggeri trasportati), sia perché i loro effetti sono aleatori e facilmente reversibili, sia perché rientrano nel campo della limitazione della mobilità, che non è stata valutata.

La tipologia di veicoli a basso consumo analizzati è articolata e comprende sia veicoli diesel ad alta efficienza che veicoli a benzina più efficienti ed anche i veicoli ibridi. Si tratta sostanzialmente di veicoli a basso consumo già presenti sul mercato o annunciati sulla base dell'accordo volontario tra la Commissione EU ed i costruttori di automobili (accordo ACEA), nell'ambito delle politiche finalizzate al rispetto del protocollo di Kyoto. Questi veicoli non sono attualmente "preferiti" dai consumatori e lo sviluppo di opportune politiche di promozione è necessario per una loro ampia diffusione. Questi veicoli dovrebbero saturare il mercato del nuovo dopo il 2020 ma il rinnovo del parco è molto lento, per cui si ipotizza di arrivare a circa il 25%/60% delle percorrenze complessive, rispettivamente nel 2020 e nel 2030. In questo caso il risultato del modello riflette un comportamento razionale dell'utente, che potrebbe non trovare riscontro nei comportamenti reali (si pensi alla preferenza per automobili sempre più grandi e alla scarsa propensione all'uso dei mezzi di trasporto pubblici).

Emissioni di CO₂

Le politiche permettono almeno la stabilizzazione delle emissioni. Ma possono determinare riduzioni anche superiori al 10% rispetto al 2005, grazie a una forte decarbonizzazione del sistema.

Figura 5.49 – Emissioni di CO₂ negli scenari tendenziali e negli scenari di intervento (Mt)



Nota: i valori riportati in figura si riferiscono alle "Total anthropogenic CO₂ emissions excluding emissions/removals from land use, land-use change and forestry", secondo la definizione utilizzata nell'inventario nazionale delle emissioni (vedi nota 15)

Un dato di notevole rilievo dell'evoluzione del sistema determinata dall'introduzione delle ipotizzate misure di politica energetica e ambientale (scenari A2/B2) è che entro il 2020 si arriva quanto meno alla stabilizzazione delle emissioni di anidride carbonica ai valori attuali. Soprattutto, è significativa l'inversione della tendenza crescente di lungo periodo determinata dalle misure, che nel caso dello scenario B2 arriva a produrre nel 2020 riduzioni delle emissioni superiori al 10% rispetto al 2005.

Questo risultato, pur molto significativo, segnala d'altra parte come nel medio periodo si debba tener conto della dinamica dei consumi di energia primaria fossile, che restano consistenti, e della indisponibilità di tecnologie di sequestro dell'anidride carbonica prima del 2020. Nei periodi successivi si rende invece disponibile il sequestro della CO₂ nei settori elettrico e di produzione di carburanti da carbone-biomasse, opzione tecnologica che pure nei primi anni si mantiene su valori non troppo elevati (un risultato che oltre ad essere parzialmente legato alla struttura del modello, segnala in qualche modo la necessità, per un esteso utilizzo di queste opzioni, di un prezzo dell'anidride carbonica che superi i 50 €/t).

Scendendo a livello settoriale, gli scenari mostrano come la relazione tra sviluppo economico, crescita della domanda di energia ed emissioni di CO₂ sia più o meno rigida a seconda dei settori di uso finale.

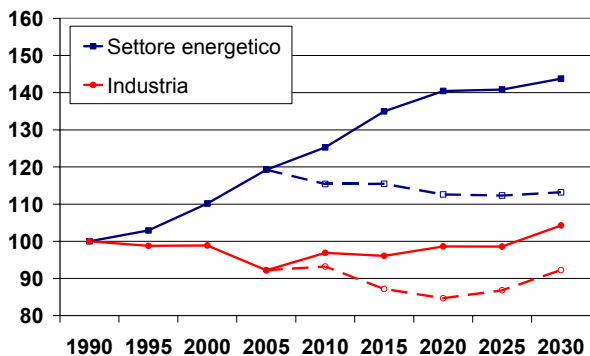
La correlazione tra le variabili suddette è infatti maggiore nel settore industriale e nel settore dei trasporti, in quanto l'attività produttiva influenza direttamente l'uso di fonti energetiche e la scelta dei combustibili/carburanti da parte dei consumatori è limitata, almeno nel breve-medio periodo. Ciò non impedisce che l'adozione di politiche e misure volte a ridurre le emissioni possa comunque produrre effetti anche molto consistenti, ma le misure devono probabilmente essere particolarmente incisive, come ad esempio molte di quelle qui ipotizzate per il settore dei trasporti, e impongono per di più un'ottica di medio-lungo periodo (figura 51). Nel caso dell'industria (fig. 50), le cui emissioni sono sostanzialmente stabili già nello scenario A1, va inoltre sottolineata una certa difficoltà a prolungare le riduzioni delle emissioni anche nel lungo periodo, sebbene siano certamente possibili misure più incisive di quelle qui ipotizzate.

Nel settore civile, residenziale in primo luogo, nel quale l'efficienza delle apparecchiature e le caratteristiche degli edifici hanno una forte influenza su consumi di energia ed emissioni, l'adozione di misure di politica energetica può invece produrre effetti significativi già a partire dal breve periodo, grazie alla disponibilità di ampi margini di incremento di efficienza, tanto che nello scenario A2 si assiste a una netta inversione della recente tendenza di forte crescita delle emissioni (è il caso però di sottolineare come il dato 2005, particolarmente elevato, sia stato un anno molto freddo, fig. 51).

Anche nel settore energetico (generazione elettrica e raffinazione), il notevole cambiamento determinato dalle misure, sia sui consumi di energia che sul mix di tecnologie utilizzate per soddisfare questi minori consumi, sembra in grado di produrre effetti rilevanti già a partire dal breve periodo (figura 50): anche in questo caso la costante crescita delle emissioni prevista nell'evoluzione tendenziale (scenario A1) subisce

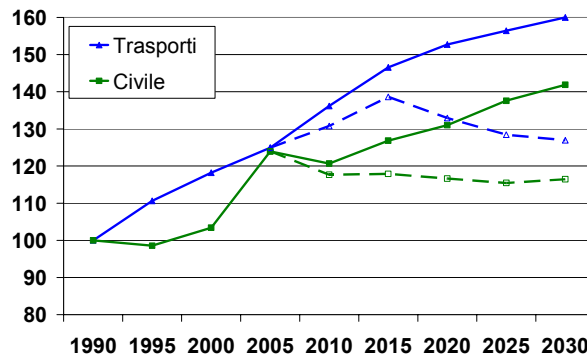
nello scenario A2 un'inversione di tendenza, modificando sostanzialmente una tendenza di lungo periodo. Infine, è il caso di sottolineare che alle misure analizzate negli scenari qui presentati si possono aggiungere politiche di riduzione della domanda di beni e servizi energetici, possibili e anche auspicabili in diversi casi, che rientrano più propriamente nel campo del "risparmio" energetico (non esplorato in questo scenario).

Figura 50 - Emissioni di CO₂ da usi energetici nel settore energetico e nell'industria, scenari A1/A2 (1990 = 100)



Nota: le linee continue si riferiscono allo scenario A1, le linee tratteggiate allo scenario A2

Figura 51 - Emissioni di CO₂ da usi energetici nei trasporti e nel civile, scenari A1/A2 (1990 = 100)



Nota: le linee continue si riferiscono allo scenario A1, le linee tratteggiate allo scenario A2

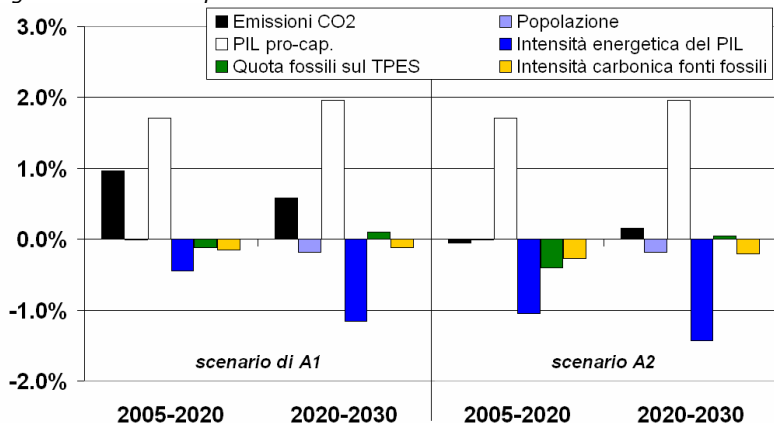
Per comprendere meglio le ragioni della significativa riduzione delle CO₂ prodotta dallo scenario alternativo, è utile ricorrere ancora alla cosiddetta identità di Kaya (per un'illustrazione del suo significato si rinvia alla nota 17).

La figura 5.52 mostra come, in termini di "variabili di Kaya", la principale differenza tra l'evoluzione tendenziale (scenario A1) e quella determinata dalle misure di politica energetica e ambientale (scenario A2) riguardi l'intensità energetica del sistema economico, che nello scenario *alternativo* si riduce a ritmi decisamente più elevati.

Anche le altre variabili considerate presentano comunque differenze significative:

- l'intensità carbonica dell'energia fossile presenta nello scenario A2 una riduzione molto più marcata soprattutto nel breve-medio periodo, mentre nel lungo periodo prosegue a ritmi analoghi nei due scenari;
- quanto alla riduzione della quota di fonti fossili sul consumo totale, un dato molto significativo è che nel lungo periodo perfino nello scenario alternativo la sua riduzione tende ad arrestarsi.

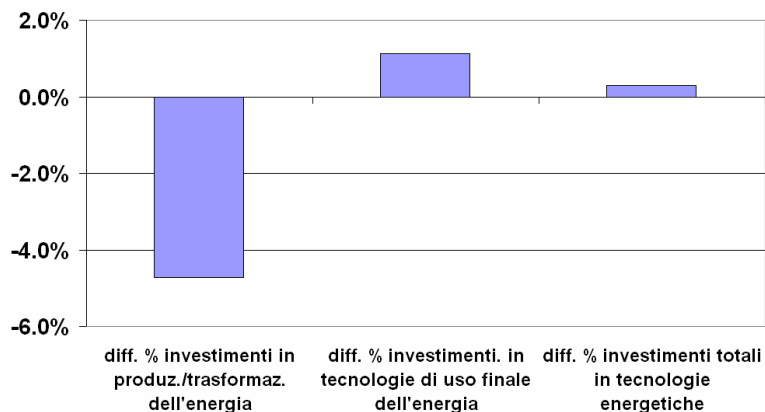
Figura 5.52 - Scomposizione della variazione delle emissioni di CO₂ mediante l'identità di Kaya (due scenari)



Benefici ulteriori delle politiche energetiche e ambientali

Le misure di politica energetica e ambientale impongono al sistema maggiori investimenti in tecnologie innovative, soprattutto negli usi finali dell'energia. In conseguenza di ciò, si riduce in modo rilevante la spesa per l'energia importata.

Figura 5.53 - Differenza nelle spese per investimenti in tecnologie energetiche (nel periodo 2005-2040) tra lo scenario tendenziale e lo scenario di intervento (%)



Nei paragrafi precedenti si è visto come l'introduzione di politiche e misure energetico-ambientali renda possibili riduzioni consistenti dei consumi di energia, e più ancora delle emissioni di CO₂, rispetto all'evoluzione *tendenziale*. Ciò è possibile in primo luogo grazie a un uso massiccio di tecnologie più efficienti (si veda la descrizione delle misure all'inizio del paragrafo). La conseguenza di questo maggior uso di tecnologie efficienti è in primo luogo un aumento della spesa per investimenti in tecnologie energetiche, che nel corso dell'intero orizzonte temporale degli scenari risulta complessivamente piuttosto contenuto (figura 5.53).

Ma guardando alla differenza tra i due scenari più nel dettaglio, è interessante notare come la realizzazione delle misure richieda soprattutto un notevole cambiamento nella "struttura" degli investimenti, che negli scenari *di intervento* sono molto maggiori negli usi finali dell'energia, mentre sono inferiori nelle fasi di produzione e conversione dell'energia:

- Dal lato della domanda, cioè negli usi finali dell'energia, gli scenari che prevedono specifici interventi di carattere energetico-ambientale (A2/B2) presentano infatti una spesa per investimenti in tecnologie innovative superiore a quella degli scenari tendenziali (A1/B1), in conseguenza degli acquisti di più efficienti automobili, motori industriali, elettrodomestici e altri apparecchi di vario tipo (nell'intero periodo 2005-2040 tale aumento è piuttosto modesto in percentuale, ma è comunque significativo in termini assoluti).
- Dal lato dell'offerta, invece, cioè nelle fasi di produzione e conversione dell'energia, gli scenari *di intervento* (A2/B2) presentano investimenti nelle tecnologie di molto inferiori a quelli degli scenari A1/B1 (in percentuale la riduzione supera il 4%), grazie alle riduzioni dei consumi energetici che caratterizzano tali scenari (riduzioni dei consumi dovute non solo ai maggiori investimenti in tecnologie ma anche al cambiamento modale nei trasporti, quindi anche a cambiamenti nelle scelte dei consumatori).

L'implicazione di rilievo di tutto ciò è che la scelta di puntare su innovazioni tecnologiche nei settori degli usi finali di energia fa evidentemente diminuire l'incremento della potenza da installare, con una variazione dei costi di investimento (rispetto all'evoluzione tendenziale) che per il sistema nel suo insieme risulta quasi nulla. Allo stesso tempo, però, gli effetti economici degli scenari di intervento, che sono sostanzialmente in linea con le valutazioni derivanti da analisi simili²⁰, hanno un'implicazione di rilievo: a meno di interventi redistributivi, la parte preponderante dei costi del cambiamento del sistema ricade sugli utenti finali, che devono sostenere il costo di un incremento massiccio degli investimenti nelle tecnologie energetiche (le tecnologie di uso finale dell'energia, come automobili, elettrodomestici, ecc...). Quanto più il sistema produttivo riuscirà a combinare innovazione, tecnologia ed efficienza, tanto minore sarà il costo a carico dell'utente finale e tanto maggiore la probabilità dell'effettiva realizzazione del suddetto cambiamento del sistema energetico.

²⁰ IEA, *World Energy Outlook 2006*, 2006.

Un'altra implicazione degli effetti economici dell'evoluzione *alternativa* del sistema determinata dalle politiche energetiche e ambientali è che anche la responsabilità delle decisioni di investimento va a ricadere su un numero enorme di soggetti, le famiglie e le imprese di piccole dimensioni che devono in concreto effettuare il cambiamento tecnologico mediante l'acquisto delle nuove tecnologie più efficienti. Nell'evoluzione tendenziale, invece, la gran parte degli investimenti nelle tecnologie energetiche (in primo luogo in centrali elettriche) sono effettuati da un numero molto più modesto di operatori, in primo luogo i grandi produttori e distributori di energia.

Si tratta di una questione di notevole rilievo, di cui tener conto nella stima dei possibili effetti delle politiche energetiche e ambientali, sia perché la realizzazione degli obiettivi di efficienza *potenziali* richiede decisioni omogenee da parte di un gran numero di soggetti, sia perché tra i consumatori le resistenze al cambiamento tecnologico sono inevitabilmente maggiori. La riduzione dei consumi energetici *potenziale* corrisponde infatti a un mondo "ideale", nel quale produttori e consumatori agiscono in modo perfettamente razionale, per cui adottano le tecnologie energetiche efficienti non appena divengono "cost-effective". Nella realtà, però, la maggior parte degli operatori economici prendono molte delle loro decisioni di investimento in modo "non razionale". Alcuni dei motivi alla base di questa mancanza di razionalità nelle scelte sono:

- l'uso di tassi di sconto distorti (perché sulle decisioni incidono fattori diversi dai soli costi economici);
- l'esistenza di deficit informativi e/o asimmetrie informative (le informazioni su costi e performance degli investimenti in efficienza energetica sono difficili da acquisire);
- la scarsità di incentivi per i finanziatori degli investimenti (anche quando i costi dell'efficienza energetica sono nettamente inferiori a quelli dell'acquisto di energia, gli investimenti necessari sono spesso difficili da finanziare);
- la maggiore importanza che i consumatori danno alle caratteristiche dei prodotti non riconducibili ad aspetti di efficienza energetica²¹.

La conseguenza di queste caratteristiche del sistema è che, dati i più elevati costi di acquisto delle tecnologie più efficienti, gli investimenti in efficienza energetica sono spesso considerati meno convenienti di altri tipi di investimento, per cui sono effettuati solo se il loro costo può essere recuperato in tempi molto brevi (anche perché il valore dell'investimento è soggetto alle fluttuazioni dei prezzi dell'energia). L'investimento nelle tecnologie efficienti risulta dunque inferiore a quello ottimale, ed il sistema è caratterizzato dalla presenza di un cosiddetto "energy-efficiency gap" o "energy-efficiency paradox"²², fenomeno che ha dato luogo ad un ampio dibattito nella letteratura, volto non solo ad individuarne le ragioni ma anche a quantificarne la dimensione.

Gli scenari di intervento determinano quindi, al lordo di interventi correttivi da parte dei decisori, una sorta di "redistribuzione" del reddito, dai produttori e dai consumatori di energia verso i produttori di tecnologie di uso finale dell'energia. D'altra parte, va sottolineato come sia presumibile che ciò possa produrre effetti positivi sul sistema economico nazionale. A condizione ovviamente che quest'ultimo sia in grado di attivare un'offerta in grado di corrispondere a questo aumento della domanda, sviluppando ad esempio nuove filiere industriali, con conseguenze significative in termini di occupazione e di crescita complessiva del paese.

Il costo totale del sistema energetico

Il "costo totale del sistema" è una stima dell'insieme delle spese legate al funzionamento del sistema energetico. Esso è definito come la somma delle spese di investimento nelle tecnologie energetiche, dei costi di *operation and maintenance* (O&M) delle tecnologie energetiche (costi fissi e variabili), dei costi di importazione dell'energia (al netto delle esportazioni) e dei costi di produzione delle risorse interne, dei costi di trasporto e distribuzione dei combustibili, delle tasse e sussidi associati alle fonti energetiche, alle tecnologie, alle emissioni.

Nell'analisi dei sistemi energetici è di grande importanza disporre di una variabile che descriva l'effetto sul sistema di cambiamenti dei fattori (interni o esterni) che ne determinano l'evoluzione. Nella letteratura che fa uso di modelli per valutare costi e benefici delle possibili misure di politica energetica, il *costo totale del sistema* costituisce una delle suddette variabili. Va sottolineato come il costo del sistema energetico non misuri ovviamente i possibili benefici (o costi) *indiretti* delle misure, la cui stima risulta di difficile determinazione, come ad esempio i benefici o costi ambientali e gli effetti sulla sicurezza energetica, che richiedono pertanto una valutazione separata.

²¹ Secondo l'impostazione prevalente tra gli analisti energetici molti dei fattori che determinano questa situazione sono riconducibili a "fallimenti del mercato", da cui la necessità di un forte intervento pubblico. Secondo un altro approccio di teoria economica solo due degli ostacoli citati sono dovuti a veri e propri "fallimenti del mercato" (la presenza di costi esterni e l'esistenza di asimmetrie informative), per cui potrebbe essere sufficiente un intervento pubblico più ridotto (cfr. Fisher A.C. e Rothkopf M.H., *Market failure and energy policy. A rationale for selective conservation*, Energy Policy, 17(4), 1989; Sutherland R.J., *Market barriers to energy efficiency investments*, The Energy Journal, 12(3), 1991; Varone F., Aebischer B., *Energy efficiency: the challenges of policy design*, Energy Policy, vol. 29, 2001).

²² Jaffe A.B. and Stavins R.N., *Energy-efficiency investments and public policies*, The Energy Journal, 15(2), 1994; Eyre N., *Barriers to energy efficiency: more than just market failure*, Energy and Environment, 8(19), 1997; Weber L., *Viewpoint. Some reflections on barriers to the efficient use of energy*, Energy Policy, 25(10), 1997.

Il modesto aumento complessivo della spesa per investimenti (negli scenari con politiche e misure) determinato dalla somma degli effetti dal lato della domanda e dal lato dell'offerta di energia, comporta a sua volta un aumento del *costo totale del sistema energetico* (vedi Box), di cui è particolarmente significativo l'andamento temporale nel corso dell'orizzonte temporale degli scenari (figure 53 e 54). Infatti, l'aumento del costo totale del sistema energetico nell'evoluzione *alternativa* risulta crescente nella prima parte dell'orizzonte temporale, periodo nel quale le politiche energetiche impongono al sistema un forte aumento degli investimenti. Nel lungo periodo, però, la differenza di costo tra i due scenari si riduce progressivamente, fino a divenire negativa nel lunghissimo periodo.

Fig. 5.54 - Evoluzione del "costo totale del sistema energetico" nello scenario tendenziale e nello scenario di intervento (2005=100)

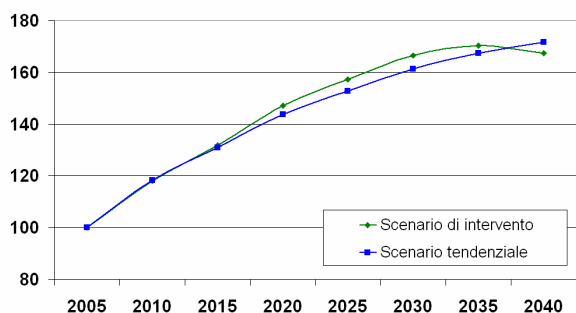
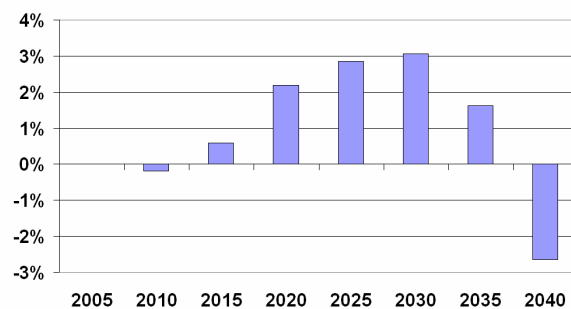


Fig. 5.55 - Differenza nel "costo totale del sistema energetico" tra lo scenario di intervento e lo scenario tendenziale(%)



Nel corso del tempo, i maggiori investimenti effettuati determinano quelle riduzioni dei consumi energetici, e quindi del costo dell'energia (in primo luogo per la riduzione delle spese per le importazioni di energia, figure 5.55, 5.56), descritte nelle pagine precedenti. Riduzioni che nel lungo periodo permettono infine di arrivare a compensare completamente le maggiori spese legate agli investimenti in nuove tecnologie.

Inoltre, l'attivazione delle misure previste negli scenari di *intervento* può determinare una serie di benefici (diretti e indiretti), non sempre esprimibili in termini monetari: i suddetti consistenti risparmi delle spese per l'energia si aggiungono infatti ai benefici legati alla riduzione delle emissioni (benefici ambientali) e al significativo incremento della sicurezza energetica del paese: negli scenari A2 e B2 l'import di petrolio si riduce infatti di valori compresi tra 15 e 25 Mtep (figura 5.56), l'import di gas naturale di circa 10 Mtep, con conseguenti risparmi della spesa per le importazioni di energia che superano il 10%.

Fig. 5.56 - Importazioni di petrolio e gas in due scenari (Mtep)

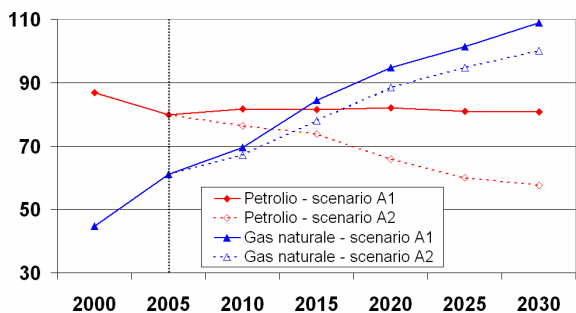
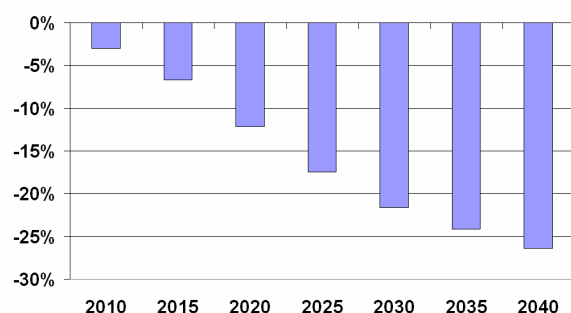


Fig. 5.57 - Spesa per le importazioni di energia primaria: differenza tra scenario A1 e scenario A2 (%)



Infine, è il caso di sottolineare come la valutazione delle possibili evoluzioni "alternative" del sistema energetico non possa evidentemente prescindere da valutazioni più generali, nelle quali il confronto dei costi e benefici interni al sistema energetico è affiancato da un confronto tra i vincoli e le opportunità del sistema produttivo nel suo insieme. Come analizzato più approfonditamente nel successivo capitolo 6, lo sviluppo tecnologico nel settore energetico può per un verso avere ricadute (dirette e indirette) sullo sviluppo tecnologico di tutto il sistema economico, e quindi sulle sue opportunità di crescita. Ma per un altro verso, ciò richiede la capacità, da parte del sistema, di attivare i processi di creazione di nuove competenze tecnologiche, mediante quei circuiti virtuosi che vanno dagli investimenti nella ricerca alla realizzazione di "piattaforme tecnologiche" nazionali su cui giocare la scommessa competitiva del paese.

Scenari di intervento: un confronto con gli obiettivi europei

Le misure di politica energetica previste negli scenari A2/B2 possono essere considerate ambiziose ma realistiche. Riduzioni maggiori dei consumi energetici sono possibili.

Tabella 5.6 – Riduzione media dei consumi energetici negli scenari di intervento (A2/B2) nel 2020 e nel 2030 (Mtep)

	Consumo di energia 2005	Consumo di energia 2020 (scen. A1)	Consumo di energia 2020 (scen. A2)	Riduzione consumi nel 2020 (%)	Consumo di energia 2030 (scen. A1)	Consumo di energia 2030 (scen. A2)	Riduzione consumi (%)
Residenziale	28	34	31	8%	35	30	13%
Terziario	15	22	20	9%	28	25	12%
Trasporti	44	56	52	6%	61	54	11%
Industria	41	48	46	4%	52	48	7%
Totale	128	161	151	7%	177	158	11%

Per comprendere meglio le misure di politica energetica e ambientale considerate negli scenari di intervento (A2/B2), e più in generale per provare a interpretare il "significato" di tali scenari, in particolare riguardo al livello di "ambizione" che li caratterizza, può essere utile confrontare gli effetti che essi producono in termini di riduzione dei consumi energetici con alcune valutazioni provenienti da altre fonti e/o ottenute mediante metodologie parzialmente diverse. La tabella 5.6 riassume dunque gli effetti che le misure di politica energetica e ambientale incluse negli scenari di intervento descritti fin qui hanno sui consumi energetici dei diversi settori di uso finale (paragonando scenari omogenei).

Una prima significativa valutazione è contenuta nel seguente paragrafo 5.3, nel quale i risultati degli scenari sono brevemente discussi alla luce di una ricognizione dettagliata delle caratteristiche tecnologiche del sistema energetico italiano, alla fine della quale viene effettuata una stima, per ciascun settore di uso finale, delle potenzialità di riduzione dei consumi realizzabili mediante aumenti di efficienza. Come si vedrà, le valutazioni di tipo prettamente tecnologico stimano livelli di riduzione potenziale dei consumi energetici non molto distanti dalle riduzioni determinate negli scenari A2/B2, a conferma che, come detto nella descrizione degli interventi qui considerati, tali scenari possono essere interpretati come risultato di misure di politica energetiche interpretabili come "significative" ma allo stesso tempo "realistiche".

Un altro confronto interessante per i risultati degli scenari, sebbene non completamente corretto dal punto di vista metodologico, in quanto relativo a valutazioni non omogenee, può essere fatto con le recenti valutazioni della Commissione Europea, che negli ultimi due anni ha prodotto più di un documento sul tema dell'efficienza energetica.

Il primo di tali documenti in ordine cronologico è il Libro verde sull'efficienza energetica²³, che fissava l'obiettivo, giudicato ambizioso, di ridurre entro il 2020 i consumi energetici dell'UE del 20% rispetto al consumo attuale, a fronte di stime di un potenziale tecnico di riduzione pari al 40% circa²⁴. Considerando la prevista crescita dei consumi energetici nello scenario tendenziale (relativo all'UE), quell'obiettivo equivale a un valore inferiore al 20% del valore dei consumi del 2020, un dato comunque equivalente a più del doppio delle riduzioni previste negli scenari ENEA, per quanto non troppo distante dalle riduzioni previste al 2030.

Un più recente documento della Commissione UE, l'*Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential*²⁵, riporta stime sul potenziale di risparmio energetico a livello settoriale (tabella 5.7). La media

²³ Commissione Europea, DG Energia e Trasporti, *Fare di più con meno. Libro verde sull'efficienza energetica*, 2005.

²⁴ Nel Libro verde sull'efficienza viene citato Lechtenböhrer, *The mid-term potential for demand side energy efficiency in the EU*, Wuppertal Institut, 2005: "Gli scenari da noi elaborati recentemente con riferimento alle politiche e alle misure (P&M) per l'UE-25 tracciano una "strategia ambiziosa" per conseguire riduzioni considerevoli delle emissioni di gas a effetto serra entro il 2020" (Relazione introduttiva della proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici, COM(2003) 739). Altri studi citati nel Libro verde, alla base delle valutazioni, sono: MURE Database Simulation 2000, SOS Italy; Blok, Joosen, *Economic evaluation of sectoral emissions reduction objectives for climate change*, Ecofys, Utrecht, 2000; *Energy efficiency indicators*, Odyssee, Ademe, Parigi, 2004; *Powering profits: how companies turn energy efficiency into shareholder value*, Green Business Letter, aprile 2005; K. Blok, *Improving energy efficiency by 5 % and more per year*, in corso di pubblicazione nel Journal of Industrial Ecology; F. Krause, *The potential for more efficient electricity use in Italy*, The Energy Efficiency Challenge, WWF, 2005; *World energy assessment 2000 and 2004 update*, UNDP Website; European council for an energy efficient economy, *Proceedings 2005 summer study: energy savings, what works and who delivers?*, <http://www.eceee.org>

²⁵ Comunicazione della Commissione Europea del 19/10/2006 (COM(2006)545 final).

pesata dei risparmi energetici complessivi è in questo caso pari a circa il 25.5%. Nello stesso documento è scritto chiaramente che il potenziale di risparmio utilizzabile entro il 2020 è però inferiore, e stimato pari al 20% complessivo, senza dettagli settoriali. Questa stima è riferibile a un potenziale di risparmio certamente condivisibile, che però non è direttamente confrontabile con i dati degli scenari qui presentati, in quanto anche negli scenari tendenziale è incluso un certo aumento di efficienza dovuto alla sostituzione di apparecchiature e processi alla fine della loro vita utile.

Tabella 5.7 – Riduzione possibile dei consumi energetici nel 2020 nell'Unione Europea secondo COM(2006)545

EU	Consumo di energia, 2005	Consumo di energia 2020, tendenziale	Aumento dei consumi energetici	Potenziale di risparmio energetico, Mtep	Potenziale di risparmio energetico, %
<i>Residenziale</i>	280	338	20.7%	91	27%
<i>Terziario</i>	157	211	34.4%	63	30%
<i>Trasporti</i>	332	405	22.0%	105	26%
<i>Industria</i>	297	382	28.6%	95	25%
<i>Totale</i>	1066	1336	25.3%	354	26.5%

In altri documenti²⁶ il potenziale di risparmio viene invece stimato sulla base di quanto è ottenibile con concrete misure, e soprattutto i risparmi non sono assoluti bensì aggiuntivi rispetto a quanto già considerato nello scenario tendenziale (elaborato con il modello Primes). Quest'ultimo studio segue una metodologia simile a quella di questo lavoro ed i suoi risultati sono quindi direttamente confrontabili. Nel documento sono riportati i potenziali di 18 azioni prioritarie (si rimanda al documento citato per ulteriori approfondimenti), con un risparmio complessivo ottenibile in tal modo pari a circa il 18%.

La lista delle misure prevista dall'UE è molto estesa ed incisiva, in particolare una notevole enfasi è attribuita agli standard edilizi estesi ai piccoli edifici e alle ristrutturazioni, ai certificati bianchi, all'aumento della tassazione dei carburanti, alla generazione distribuita. In diversi casi, come nei trasporti, si ritiene possibile cambiare completamente le scelte dei consumatori, in particolare l'aumento di efficienza complessivo dovuto solo alle automobili è pari ad oltre 1/4 del totale dei risparmi (a fronte di una stima inferiore al 10% negli scenari nazionali ENEA *di intervento*, per i motivi già descritti nell'analisi settoriale). Un altro 25% del potenziale è attribuito a nuovi standard edilizi per piccoli edifici, che nel caso italiano non riescono ad andare negli scenari di intervento oltre l'8% (al 2020), sia a causa del basso tasso di ristrutturazioni annue rispetto al parco edilizio esistente che del più ridotto peso del riscaldamento sui consumi complessivi in Italia rispetto agli altri paesi EU. Ipotizzando di non considerare questi il contributo delle azioni su automobili ed edifici, la riduzione dei consumi ipotizzata al 2020 dallo scenario europeo sarebbe pari al 9% circa, in linea quindi con quanto previsto negli scenari ENEA *di intervento*.

In definitiva, nel complesso, nei due scenari ENEA *di intervento*, il potenziale di riduzione dei consumi energetici (tabella 5.6), risulta pari al 7% circa nel 2020, in aumento fino all'11% circa nel 2030. Mentre come detto queste valutazioni concordano con la ricognizione delle tecnologie effettuata nel paragrafo che segue, esse presentano una differenza significativa con le valutazioni effettuate a livello comunitario, anche considerando per l'Italia un orizzonte di tempo più ampio per la diffusione delle tecnologie più efficienti.

Il confronto con le valutazioni comunitarie sembra dunque ulteriormente confermare che la corretta interpretazione degli scenari *di intervento* qui presentati sia quella di scenari rappresentativi di misure significative, di non banale attuazione, ma comunque "realistiche". Ma come già detto, tali scenari non cercano di esplorare tutto ciò che è possibile ottenere in ogni settore, per cui riduzioni più consistenti sono certamente possibili, ipotizzando ad esempio, tra le altre cose, anche politiche di "risparmio energetico" (qui non considerate).

²⁶ Commissione Europea, Commission Staff Working Document, *Impact Assessment Report for the Action Plan for Energy Efficiency 2006* (http://ec.europa.eu/energy/action_plan_energy_efficiency/index_en.htm).

APPENDICE 1.

Tabella A1. – Dati principali degli scenari A1 e B1

		2004				scenario A1					scenario B1					
ENERGIA PRIMARIA		1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2010	2015	2020	2025	2030	
Produzione		scenario A1										scenario B1				
Gas naturale	Mtep	14.0	16.5	13.7	10.0	8.7	7.2	6.0	5.7	5.0	8.7	7.2	6.0	5.7	5.0	
Petrolio	Mtep	4.7	5.2	4.6	6.1	5.4	5.2	4.7	4.4	4.8	5.4	5.2	4.7	4.4	4.8	
Carbone	Mtep	1.3	0.3	0.3	0.6	0.6	0.5	0.6	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.5	0.6	
Rinnovabili	Mtep	8.4	10.2	12.4	12.7	18.1	20.7	23.2	24.6	25.6	18.2	20.7	23.2	24.6	25.9	
totale	Mtep	28.4	32.2	31.0	29.4	32.8	33.7	34.4	35.3	36.0	32.8	33.7	34.4	35.3	36.3	
Consumo interno lordo (Bilancio Energetico Nazionale)																
Gas naturale	Mtep	39.1	44.8	58.4	71.1	78.8	92.0	101.1	107.5	114.3	77.5	88.7	92.3	97.9	101.7	
Petrolio	Mtep	92.5	95.7	91.5	86.0	87.5	87.3	87.2	85.8	86.1	78.2	72.3	71.3	70.2	73.0	
Carbone	Mtep	15.8	12.5	12.9	16.9	16.6	16.9	17.2	18.6	20.1	16.6	17.0	17.2	15.2	15.3	
Rinnovabili	Mtep	8.4	10.4	12.9	14.0	19.1	21.6	24.0	25.4	26.5	19.1	21.6	24.0	25.5	26.8	
Elettricità importata	Mtep	7.6	8.2	9.8	10.8	12.6	11.5	9.7	7.8	6.9	12.8	11.5	9.7	7.8	6.9	
totale	Mtep	163.4	171.6	185.4	198.7	214.5	229.4	239.2	245.2	253.9	204.1	211.1	214.5	216.6	223.6	
Memo: Gross inland consumption (dato EUROSTAT)		153.1	161.5	172.5	184.8											
ELETTRICITA'		1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2010	2015	2020	2025	2030	
Domanda sulla rete	TWh	235.1	261.0	298.5	330.4	377.7	420.6	457.7	491.3	522.9	359.8	393.6	417.3	437.7	455.2	
Effic. netta termoelettrica	%			42.0%		43.5%	45.0%	47.2%	49.8%	51.3%	44.2%	45.6%	48.2%	50.7%	52.2%	
Combustibili per la generazione elettrica (compresa cogenerazione e teleriscaldamento)																
Gas naturale	Mtep	8.0	9.3	18.4	28.5	34.2	42.0	46.7	49.1	52.4	33.2	41.5	42.7	46.0	48.1	
Prodotti petroliferi	Mtep	22.5	26.1	19.4	9.2	9.0	7.0	5.3	4.5	3.5	6.4	2.5	1.4	0.9	0.6	
Solidi	Mtep	8.4	6.1	6.9	11.7	12.8	12.8	12.8	13.9	14.8	12.3	11.8	12.1	10.0	9.3	
Rinnovabili	Mtep	7.7	9.2	11.3	11.0	15.9	18.0	19.8	20.3	20.6	16.0	17.5	19.8	20.2	20.4	
altri	Mtep	0.2	0.4	1.3	3.7											
totale	Mtep	46.9	51.1	57.3	64.1	71.8	79.8	84.7	87.8	91.2	67.9	73.2	76.0	77.1	78.5	
Generazione elettrica (produzione netta, al netto dei consumi di centrale)																
totale fossili	TWh	167.0	183.6	205.2	234.7	254.9	291.4	327.7	363.7	396.1	236.9	263.6	287.5	310.1	328.6	
Grande idro	TWh		37.3	43.1	35.31	42.4	44.0	45.1	43.7	42.4	42.4	41.4	45.1	43.7	42.4	
Mini idro	TWh		7.4	8.1	7.61	7.6	7.6	7.6	7.2	5.3	7.6	7.6	7.6	7.2	5.3	
Geotermoelet.	TWh		3.2	3.4	4.7	5.32	6.0	6.9	7.4	7.8	6.0	6.9	7.4	7.8	7.8	
Eolica + FV	TWh		0.0	0.01	0.6	2.34	8.1	11.5	14.3	17.0	8.1	11.5	14.3	17.0	18.4	
Biomassa / biogas	TWh			0.3	1.9	6.16	4.2	6.1	8.1	7.6	4.5	6.4	8.1	7.7	9.5	
totale rinnovabili	TWh	48.2	48.5	58.4	56.7	68.4	76.1	82.5	83.3	83.4	68.7	73.8	82.5	83.4	83.4	
totale	TWh	214.9	232.0	263.6	291.5	323.3	367.6	410.2	447.0	479.5	305.5	337.4	370.0	393.5	412.0	
DOMANDA FINALE SETTORIALE		1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2010	2015	2020	2025	2030	
Domanda finale per settore																
industria	Mtep	36.5	36.9	39.5	41.1	43.3	45.2	47.7	50.0	52.0	42.4	43.7	44.7	45.4	46.2	
civile	Mtep	35.4	37.6	39.9	45.8	49.9	53.8	56.9	60.4	64.0	47.5	49.9	51.6	53.6	56.4	
trasporti	Mtep	33.6	37.8	41.5	44.3	48.7	53.0	56.1	58.4	60.7	46.3	48.3	49.9	51.5	54.5	
agricoltura	Mtep	3.1	2.9	3.2	3.4	3.6	3.7	3.8	3.8	3.8	3.5	3.6	3.7	3.6	3.7	
usi non energetici	Mtep	8.3	7.9	7.5	8.2	8.2	8.3	8.4	8.5	8.4	7.8	7.7	7.5	7.5	7.4	
bunkeraggi	Mtep	2.6	2.4	2.7	3.5	4.0	4.6	5.2	5.4	5.4	3.7	4.0	4.2	4.4	4.7	
totale	Mtep	119.5	125.5	134.3	146.2	157.5	168.6	178.2	186.4	194.3	151.2	157.2	161.7	166.0	172.8	
EMISSIONI		1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2010	2015	2020	2025	2030	
Totale emissioni CO2 da usi energetici																
Settore energetico	Mt	134	138	148	160	168	181	188	189	193	151	152	155	151	154	
Industria	Mt	89	88	88	82	86	85	88	88	93	82	81	82	79	82	
Trasporti	Mt	103	113	121	128	140	150	157	160	165	133	136	139	141	147	
Civile	Mt	68	67	70	84	83	87	90	94	97	79	81	81	83	84	
Agricoltura	Mt	8	9	8	9	9	9	10	10	9	9	9	9	9	9	
Totale emissioni CO2 da usi energetici		402	415	435	463	485	513	532	541	557	454	459	465	463	477	
INDICI		1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2010	2015	2020	2025	2030	
Popolazione	migliaia	56,953	57,269	57,844	58,228	58,531	58,471	58,123	57,626	57,052	58,531	58,471	58,123	57,626	57,052	
PIL	mln EUR ₉₅	867	923	1,015	1,066	1,151	1,259	1,373	1,499	1,637	1,136	1,208	1,285	1,368	1,457	
TPES / capite	tep / capite	2.87	3.00	3.21	3.41	3.66	3.91	4.11	4.24	4.44	3.5	3.6	3.7	3.7	3.9	
CO2 / capite *	t _{CO2} / capite	7.06	7.25	7.53	7.95	8.33	8.80	9.20	9.50	9.93	7.81	7.93	8.10	8.15	8.48	
TPES / GDP	Mtep/10 ³ EUR ₉₅	0.189	0.189	0.183	0.186	0.186	0.182	0.174	0.163	0.155	0.179	0.174	0.166	0.158	0.153	
INTENSITA' ELETTRICA	kWh / EUR ₉₅	0.271	0.283	0.294	0.310	0.327	0.333	0.332	0.327	0.319	0.316	0.325	0.324	0.319	0.312	
CO2 / TPES *	t CO2 / tep	2.46	2.42	2.35	2.33	2.28	2.25	2.24	2.24	2.24	2.25	2.20	2.20	2.17	2.17	

* CO2 da combustione

Tabella A2. – Dati principali degli scenari A2 e B2

		2004				scenario A2					scenario B2				
ENERGIA PRIMARIA		1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2010	2015	2020	2025	2030
Produzione		scenario A2					scenario B2								
Gas naturale	Mtep	14.0	16.5	13.7	10.0	8.7	7.2	6.0	5.7	5.0	8.7	7.2	6.0	5.7	5.0
Petrolio	Mtep	4.7	5.2	4.6	6.1	5.4	5.2	4.7	4.6	5.8	5.4	5.2	4.7	4.6	5.9
Carbone	Mtep	1.3	0.3	0.3	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.5	0.5	0.5	0.6
Rinnovabili	Mtep	8.4	10.2	12.4	12.7	19.4	23.6	27.9	29.4	30.8	19.4	23.9	27.3	29.1	30.4
totale	Mtep	28.4	32.2	31.0	29.4	34.1	36.6	39.1	40.3	42.2	34.1	36.9	38.6	40.0	41.8
Consumo interno lordo (Bilancio Energetico Nazionale)		scenario A2					scenario B2								
Gas naturale	Mtep	39.1	44.8	58.4	71.1	76.5	85.9	95.1	101.0	105.8	76.6	84.1	87.5	91.7	92.5
Petrolio	Mtep	92.5	95.7	91.5	86.0	82.6	79.8	71.3	65.5	64.2	75.5	68.7	64.1	58.6	57.3
Carbone	Mtep	15.8	12.5	12.9	16.9	16.4	15.4	13.5	15.6	16.6	16.1	13.2	12.4	14.5	14.6
Rinnovabili	Mtep	8.4	10.4	12.9	14.0	20.2	24.5	28.9	30.5	31.9	20.3	24.9	28.4	30.2	31.5
Elettricità importata	Mtep	7.6	8.2	9.8	10.8	12.6	11.5	9.7	7.8	6.9	12.8	11.5	9.7	7.8	6.9
totale	Mtep	163.4	171.6	185.4	198.7	208.3	217.0	218.5	220.5	225.3	201.3	202.4	202.2	202.7	202.9
Memo: Gross inland consumption (dato EUROSTAT)		153.1	161.5	172.5	184.8										
ELETTICITA'		1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2010	2015	2020	2025	2030
Domanda sulla rete	TWh	235.1	261.0	298.5	330.4	367.1	400.4	427.3	460.4	481.9	352.6	374.8	395.5	413.2	422.9
Effic. netta termoelettrica	%			42.0%	44.2%	45.6%	48.5%	51.0%	53.0%		44.2%	46.0%	48.4%	50.8%	53.1%
Combustibili per la generazione elettrica (compresa cogenerazione e teleriscaldamento)		scenario A2					scenario B2								
Gas naturale	Mtep	8.0	9.3	18.4	28.5	32.7	39.0	44.4	45.4	46.5	31.7	38.8	40.8	39.6	38.7
Prodotti petroliferi	Mtep	22.5	26.1	19.4	9.2	7.8	5.7	2.6	1.4	0.3	6.0	1.8	0.7	0.4	0.3
Solidi	Mtep	8.4	6.1	6.9	11.7	12.7	11.5	9.1	11.1	11.7	12.0	9.4	8.4	9.8	9.8
Rinnovabili	Mtep	7.7	9.2	11.3	11.0	16.2	18.0	20.5	22.3	23.9	16.4	18.6	19.8	22.1	23.7
altri	Mtep	0.2	0.4	1.3	3.7										
totale	Mtep	46.9	51.1	57.3	64.1	69.3	74.1	76.6	80.2	82.4	66.2	68.6	69.7	72.0	72.5
Generazione elettrica (produzione netta, al netto dei consumi di centrale)		scenario A2					scenario B2								
totale fossili	TWh	167.0	183.6	205.2	234.7	242.9	267.4	290.5	322.5	340.2	227.3	239.7	259.6	275.8	283.3
Grande idro	TWh		37.3	43.1	35.31	42.4	41.4	43.1	42.9	40.9	42.4	41.4	41.6	42.2	42.4
Mini idro	TWh		7.4	8.1	7.61	7.6	7.6	7.6	7.2	5.3	7.6	7.6	7.6	7.2	5.3
Geotermoeol.	TWh		3.2	3.4	4.7	6.0	6.9	7.4	7.8	7.8	6.0	6.9	7.4	7.8	7.8
Eolica + FV	TWh		0.0	0.01	0.6	8.8	14.2	19.1	23.1	27.6	8.8	14.2	18.0	22.1	27.1
Biomassa / biogas	TWh			0.3	1.9	4.7	6.5	8.8	10.6	14.0	6.0	8.7	8.6	11.2	13.1
totale rinnovabili	TWh	48.2	48.5	58.4	56.7	69.6	76.5	86.0	91.6	95.5	70.9	78.7	83.2	90.5	95.7
totale	TWh	214.9	232.0	263.6	291.5	312.5	343.9	376.5	414.2	435.8	298.1	318.3	342.8	366.3	379.1
DOMANDA FINALE SETTORIALE		1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2010	2015	2020	2025	2030
Domanda finale per settore		scenario A2					scenario B2								
industria	Mtep	36.5	36.9	39.5	41.1	42.8	43.9	45.9	47.3	48.6	41.5	41.6	42.5	43.5	43.0
civile	Mtep	35.4	37.6	39.9	45.8	48.6	50.7	52.2	54.1	56.2	46.8	47.2	47.5	48.9	50.1
trasporti	Mtep	33.6	37.8	41.5	44.3	47.4	52.1	52.6	53.1	53.8	45.9	47.7	48.8	48.7	48.9
agricoltura	Mtep	3.1	2.9	3.2	3.4	3.4	3.5	3.5	3.4	3.3	3.4	3.5	3.5	3.4	3.3
usi non energetici	Mtep	8.3	7.9	7.5	8.2	8.1	8.0	7.9	7.9	7.8	7.8	7.6	7.4	7.4	7.1
bunkeraggi	Mtep	2.6	2.4	2.7	3.5	4.0	4.2	4.4	4.1	4.4	3.7	4.0	4.2	4.1	4.5
totale	Mtep	119.5	125.5	134.3	146.2	154.4	162.6	166.5	170.0	174.3	149.0	151.6	153.9	156.0	156.8
												0.0			
EMISSIONI		1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2010	2015	2020	2025	2030
Settore energetico	Mt	134	138	148	160	155	155	151	151	152	148	139	138	138	134
Industria	Mt	89	88	88	82	83	77	75	77	82	78	72	70	74	75
Trasporti	Mt	103	113	121	128	134	142	136	132	130	129	129	125	119	116
Civile	Mt	68	67	70	84	81	81	80	79	80	78	76	71	71	69
Agricoltura	Mt	8	9	8	9	9	9	9	9	8	9	9	9	9	8
Totale emissioni CO2 da usi energetici		402	415	435	463	461	464	451	447	452	442	424	413	410	403
INDICI		1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2010	2015	2020	2025	2030
Popolazione	migliaia	56,953	57,269	57,844	58,228	58,531	58,471	58,123	57,626	57,052	58,531	58,471	58,123	57,626	57,052
PIL	mln EUR95	867	923	1,015	1,066	1,151	1,259	1,373	1,499	1,637	1,136	1,208	1,285	1,368	1,457
TPES / capite	tep / capite	2.87	3.00	3.21	3.41	3.5	3.7	3.7	3.8	3.9	3.4	3.4	3.4	3.5	3.5
CO2 / capite *	t _{CO2} / capite	7.06	7.25	7.53	7.95	7.93	8.01	7.85	7.93	8.09	7.51	7.22	7.11	7.15	7.10
TPES / GDP	Mtep/10 ³ EUR ₉₅	0.189	0.189	0.183	0.186	0.180	0.172	0.158	0.146	0.137	0.175	0.166	0.156	0.147	0.138
INTENSITA' ELETTRICA	kWh / EUR ₉₅	0.271	0.283	0.294	0.310	0.317	0.317	0.310	0.306	0.294	0.309	0.309	0.307	0.301	0.289
CO2 / TPES *	t CO2 / tep	2.46	2.42	2.35	2.33	2.24	2.17	2.10	2.08	2.06	2.21	2.11	2.07	2.05	2.02

* CO2 da combustione

5.3 Prospettive di sviluppo di alcune tecnologie energetiche innovative

Dopo l'analisi delle possibili evoluzioni del sistema energetico italiano preso nel suo insieme, sia pure con una particolare attenzione ai risvolti tecnologici di tali evoluzioni, le prospettive del sistema vengono qui analizzate concentrando l'attenzione sugli aspetti tecnologici.

L'analisi delle tecnologie si articola su tre principali *cluster*: tecnologie per l'efficienza energetica; tecnologie per le fonti rinnovabili, tecnologie per un futuro "carbon free". Si tratta di tecnologie che presentano aspetti innovativi tali che il loro maggiore o minore sviluppo può avere un impatto significativo nel determinare le caratteristiche fondamentali del futuro sistema energetico nazionale. Di tali tecnologie viene in primo luogo descritto lo stato dell'arte, in secondo luogo vengono effettuate alcune valutazioni circa le potenzialità, le prospettive di evoluzione dei costi e le possibili principali barriere che ne possono limitare lo sviluppo.

5.3.1 Efficienza energetica nei settori di uso finale

Gli obiettivi del Libro Verde sull'efficienza energetica della Commissione Europea²⁷, in qualche modo anticipati nei valori a regime dei decreti per l'efficienza italiani, si situano attorno ad una riduzione progressiva dell'1% dei consumi di energia da fonte fossile, per ogni anno fino al 2020. In ogni modo si tratta di raggiungere, per l'Italia, circa 20 Mtep di minori consumi annui, da qui al 2015-2020. E' in questo valore che vanno disegnate le scelte dei settori e le scelte tecnologiche. Ridurre i prelievi di fonti fossili è possibile mediante interventi di efficienza, con tempi di realizzazione medio-brevi e ritorni economici rapidi, mediante interventi infrastrutturali con tempi di realizzazione e ritorni economici medio-lunghi ed infine con la sostituzione delle fonti fossili con fonti rinnovabili, con problemi dei tempi e di economicità diversi da caso a caso, ma in genere lunghi o molto lunghi.

L'analisi delle opportunità di realizzazione di interventi per il miglioramento dell'efficienza energetica nei macro settori di uso finale dell'energia sono stati analizzati in relazione ad alcuni fattori quali:

- A) il livello di obsolescenza del parco impianti,
- B) la capacità finanziaria per poter reperire capitali per realizzare gli interventi,
- C) il livello dei prezzi interni dell'energia,
- D) la necessità di realizzare interventi infrastrutturali complessi o di difficile attuazione,
- E) la presenza di strutture di servizio per le attività di progettazione e di gestione degli interventi.

Settore industriale

Il settore della attività produttive di beni e servizi nello scorso decennio ha visto forti riduzioni delle attività delle grandi imprese, specie di quelle energy intensive: diminuiscono i consumi industriali perché le popolazioni invecchiano e perché l'energia è contenuta nei prodotti che importiamo.

Analizzando il settore dal punto di vista del parametro A (obsolescenza del parco impianti) il settore non offre tantissime prospettive perché gli impianti di processo sono piuttosto moderni, c'è naturalmente un largo spazio di ottimizzazione nei servizi di base, ad esempio motori elettrici, aria compressa, illuminazione. Nelle imprese manifatturiere si è avuta, nel recente passato, una forte riduzione dei consumi di calore grazie a processi efficienti ed al recupero di calore dagli affluenti liquidi e gassosi, recuperi necessari prima del trattamento di depurazione. L'automazione dei processi e l'azionamento delle pompe degli impianti di recupero di calore e dei sistemi degli impianti della depurazione ha richiesto maggiore uso dell'elettricità. Dai due fenomeni deriva che il rapporto elettricità/calore si è alzato rispetto al passato, quindi ci sarebbe spazio per sostituire molti dei vecchi impianti di cogenerazione con impianti a vapore a contropressione, con rapporto elettricità/calore 1:10, con motori diesel o a gas con rapporto 1:1 o 1:2-3, quando occorre utilizzando la postcombustione per aumentare le temperature del

²⁷ Cfr. Commissione Europea, 2005, cit. Va sottolineato come tali obiettivi siano stati rivisti al rialzo nel più recente *Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential* (COM(2006)545).

vapore prodotto con i gas di scarico. Si potrebbero quindi sostituire almeno 2000 MW di vecchi impianti con una potenza tripla e un risparmio di circa 1,5 Mtep/anno.

Passando al parametro B (capacità finanziaria) il giudizio è negativo, infatti le imprese hanno frequenti dubbi sulla loro futura attività, in genere non considerano l'energia come parte del loro core business e come prioritario settore di investimento (interventi tipo CIP6 sono stati efficaci ma costosi). Potenzialmente il campo dei servizi energetici alle imprese (motori, aria compressa, depurazione, cogenerazione in sala macchine) potrebbe essere attività per ESCO, ma finora i rapporti ESCO-Industrie non sono decollati.

Ugualmente il parametro C è piuttosto negativo; le attività industriali sono sottoposte alla concorrenza delle imprese degli altri paesi, conseguentemente le loro forniture non sono mai state gravate di accise particolarmente alte che le avrebbero messe fuori mercato. D'altra parte solo per alcune tipologie di attività gli impianti operano in turno continuo ed allora l'alto fattore di carico al di sopra di 3200 ore/anno, favorisce la redditività degli investimenti per l'efficienza.

I parametri D ed E portano infine ad un giudizio modestamente positivo, perché da una parte le industrie hanno in genere capacità di comprendere i fenomeni e di porre rimedio ma spesso la soluzione scelta ha oscillato, o meglio pendolato, per le fughe nella finanza e le fughe nella delocalizzazione.

Anche il tema delle necessità infrastrutturali è incerto, le imprese si ristrutturano in fretta ma i servizi chiesti al territorio, dai trasporti e tutti i temi della logistica, fino alla disponibilità di strutture di ricerca applicata settoriale e di stazioni di prova, hanno tempi molto lunghi sia per i processi amministrativo-burocratici, sia perché il radicamento nel territorio risulta spesso problematico e richiede tempi medio-lunghi di adattamento.

In conclusione si valuta che il settore delle attività industriali abbia la potenzialità di dare un contributo di 4-5 Mtep, se si riusciranno ad affrontare i problemi delle ESCO e dei servizi tecnologici. Per la tendenza alla elettrificazione dei consumi, la riduzione si concentrerebbe nei combustibili per usi termici.

Settore terziario

Il settore terziario vede consumi energetici in continua espansione sia per la crescita delle nuove costruzioni che, per ristrutturazione delle vecchie (ad es. centri commerciali e grandi infrastrutture del trasporto), sia per l'espansione dei consumi per il condizionamento estivo e per il maggior controllo delle condizioni climatiche interne.

Analizzato dal punto di vista del parametro A (potenzialità delle tecnologie), il settore terziario risulta di grande interesse, sia per l'entità dei volumi nuovi sia per lo spazio di tecnologie efficienti nei volumi esistenti. Infatti la spesa energetica nel terziario non è mai rilevante in termini assoluti per cui ha ricevuto in genere poca attenzione specifica, gli impianti sono spesso stati adeguati alle nuove esigenze della concorrenza senza un riesame globale di ottimizzazione delle apparecchiature stesse e della integrazione fra nuovi e vecchi impianti.

Lo spazio tecnico per interventi di efficienza deriva da due considerazioni:

- la crescita delle dimensioni degli insediamenti rende tecnicamente interessanti soluzioni, ad es. cogenerazione, che non erano proponibili nelle dimensioni precedenti;
- lo sviluppo della domotica ha prodotto un abbassamento dei costi per un controllo capillare della gestione dell'energia degli edifici del terziario.

Le due condizioni su esposte operano in sinergia per cui oggi sono in forte crescita gli edifici del terziario per i quali sono disponibili tecnologie energetiche economicamente efficaci, oltre ai grandi centri commerciali, stazioni e aeroporti già citati, si possono ricordare gli ospedali, i centri di calcolo, i grandi palazzi per uffici, le caserme, etc..

Fra le tecnologie sostenibili per i bisogni di calore si segnalano la cogenerazione e la trigenerazione, le pompe di calore reversibili, le caldaie a condensazione, il recupero di calore dall'aria di espulsione, dalle acque di scarico, dalle acque superficiali dai gruppi frigoriferi, la cappottatura degli edifici, il solare termico, le caldaie automatizzate a biomassa funzionanti a pastiglie o a legno sminuzzato, il controllo centralizzato a zone del condizionamento, la contabilizzazione del calore alle varie utenze, le gestioni ottimali delle reti interne di calore con la diminuzione delle temperature e lo sfruttamento delle inerzie.

Fra le tecnologie per ridurre i prelievi di elettricità dalla rete si segnalano: gli schermaggi esterni delle superfici vetrate, le tecniche di illuminazione e del suo controllo, la regolazione centralizzata del condizionamento, l'utilizzo di calore di recupero negli assorbitori, il freecooling notturno, la deumidificazione con tecnologie solari, l'impiego di accumuli di ghiaccio per poter utilizzare l'elettricità nelle ore notturne, l'impiego di apparecchiature a LED, il controllo dei consumi delle apparecchiature in stand-by, infine il fotovoltaico.

La tecnologia del teleriscaldamento si presenta invece più problematica in quanto i consumi del terziario sono forti anche in estate, mentre le reti di calore non sono in genere progettate con temperature adatte ad azionare assorbitori per i consumi estivi. Inoltre in molte grandi infrastrutture del territorio esistono contemporaneità dei carichi elettrici e termici per cui sembra più appropriato che siano esse stesse a cogenerare, magari riunendo più edifici insieme, in sistemi consortili di infrastrutture del territorio, nel quadro delle iniziative urbanistiche dei Piani Risanamento Urbanistico e Sviluppo Sostenibile del Territorio.

Anche il secondo parametro B, quello della capacità finanziaria è fortemente positivo perché tante attività, specie quelle delle Pubbliche Amministrazioni, hanno rischio d'impresa bassissimo, ad es. ospedali, ed in generale non sono esposti alla concorrenza internazionale e perciò sono la sede ottimale per attivare il finanziamento tramite terzi da parte di ESCO. In ogni caso, in genere sono attività in forte espansione, con frequente rinnovo dell'impiantistica per tenere le prestazioni in linea con la concorrenza, infine le spese energetiche sono percentualmente limitate rispetto ad altri investimenti per cui non si hanno in genere difficoltà di accesso al credito.

Anche il terzo parametro C quello delle economicità degli interventi, rispetto alle tariffe ed al fattore di carico, è fortemente positivo. Al di fuori di attività quali gli alberghi e le case di cura, nel terziario si pagano tariffe elevate come nel settore domestico mentre in molte applicazioni il fattore di carico è pari a quello dell'industria a ciclo continuo. Queste due considerazioni sono quelle fondamentali per garantire l'economicità degli interventi.

Il quarto parametro D è invece più incerto, infatti da una parte le grandi infrastrutture private hanno già avviato interventi e possono decidere in fretta, dall'altra nel pubblico ci sono tempi lunghi per sbloccare i processi decisionali, basta vedere come ancora tanti ospedali non hanno rapporti operativi per finanziamenti da parte di ESCO, di impianti energetici, limitandosi a chiedere un generico servizio energia apparentemente soprattutto per scaricarsi di una responsabilità. Altro settore molto statico, per incapacità di organizzare le scelte, è quello delle medie-piccole infrastrutture commerciali, in genere concentrate nelle estreme periferie cittadine in aree di espansione, aree nelle quali sarebbe interessante ed efficiente realizzare impianti consortili, al servizio dei vari nuclei, in modo da sfruttare possibili sinergie, installare potenze di taglia maggiore con rendimenti più alti e minori costi di gestione e manutenzione, valorizzare gli scarichi, i rifiuti e gli effluenti.

Infine, il parametro E è ugualmente incerto, in quanto il settore, in crescita tumultuosa, salvo rari casi non ha sviluppato proprie infrastrutture di progettazione e realizzazione, il forte individualismo degli imprenditori in crescita non è stato adeguato ad anticipare l'arrivo delle grandi catene straniere, e ancora in anni di staticità non si è stati capaci di sviluppare uno stile italiano delle infrastrutture, che le faccia riconoscere a colpo d'occhio come avviene per molti prodotti del made in Italy. La mancanza di autonomia culturale fatalmente porterà a soluzioni mutuare dagli altri contesti e non sviluppate pensando per le nostre condizioni.

Alla fine dell'analisi il settore appare di grande interesse per gli interventi di efficienza, per il 2005 i consumi del settore sono stati pari a circa 17 Mtep e sono ipotizzabili interventi in 10 anni tali da produrre minori consumi pari al 30-40% di tale valore, quindi pari a circa 5-7 Mtep. Anche in questo caso è prevedibile che la riduzione avvenga prevalentemente negli usi termici.

Settore residenziale

I consumi energetici nel settore residenziale sono fortemente legati alle condizioni demografiche; negli ultimi 30 anni la popolazione non è cresciuta, nonostante gli immigrati, ma è invecchiata, in pratica c'è una generazione in più di anziani che vive da sola in casa propria. Il numero delle famiglie cresce, cresce il numero degli appartamenti, anzi il loro numero cresce ancor di più, con milioni di seconde case vuote 10 mesi all'anno. Cresce anche la superficie degli appartamenti e cresce la percentuale di quelli scaldati, ugualmente crescono i consumi all'interno delle abitazioni con inizio di penetrazione del condizionamento estivo. Il basso livello tecnologico del settore da cui si è partiti in Italia negli anni '60 ha fatto sì che dal 1975 al 2000 il consumo medio per metro quadro di superficie riscaldata sia comunque diminuito del 27%.

Analizzando il settore nei riguardi del parametro A, si vede come sussista in questo settore un enorme spazio potenziale in cui le tecnologie penetrano lentamente attraverso il rinnovo e le ristrutturazioni. La lista delle tecnologie utilizzabili è lunghissima e riguarda sia l'impianto (solare termico per l'acqua sanitaria, caldaie a biomasse, stufe a biomasse, caldaie a condensazione, pompe di calore con geotermia o acque di superficie), che l'involucro edilizio (isolamenti "a cappotto", infissi a tenuta, limitazione dei ponti termici, ricambio d'aria meccanico con recupero, fino alle tecnologie dell'edilizia bioclimatica).

Difficile invece generalizzare la possibile introduzione della cogenerazione: infatti il teleriscaldamento di grandi impianti sconta la difficoltà del costo della rete del basso fattore di carico e quando non utilizza rifiuti solidi biomasse e carbone, come nel caso di Brescia, si ottiene un limitato risparmio in termini di fonti fossili. La minicogenerazione domestica ha dei grossi limiti per i bassi rendimenti e la limitata possibilità di conciliare i diagrammi di carico elettrico e termico; verosimilmente si potrà diffondere solo e dopo che le celle a combustibile avranno raggiunto affidabilità e costi adeguati. Sembrano invece potenzialmente più efficaci delle reti di distretto, con le macchine localizzate presso una grossa struttura di assorbimento di calore e capaci di servire le abitazioni circostanti.

Per quanto riguarda i consumi di elettricità ci sono ancora barriere di sistema, le lampade compatte sono già molto diffuse ma talvolta è difficile usarle nei lampadari che spesso richiedono lampade ad incandescenza ed ad alogeni perché più leggere e più piccole; per il condizionamento si sono affermati nel mercato apparati di importazione di basso costo senza alcuna verifica di qualità tecnica e in questo caso l'introduzione di standard di riferimento potrebbe consentire importanti risparmi. Analogamente nel settore degli elettrodomestici nel quale si sta consolidando anche in Italia una nuova attenzione alla classe di efficienza.

L'analisi del parametro B, capacità finanziaria, comporta un approccio più sociologico che tecnico. Le famiglie italiane sono ancora oggi meno indebitate che in altri paesi; scottati dalla bolla speculativa hanno forti risparmi in buoni del tesoro, rispetto a questo tipo di investimento anche il fotovoltaico per autoconsumo diventa conveniente. Gli investimenti sugli edifici rivalutano il capitale quindi sono poco rischiosi per cui si può immediatamente valutare che le famiglie, se convinte e se protette con formazione e controlli delle truffe di fornitori inadeguati, hanno mediamente adeguata capacità finanziaria.

Il parametro C dà una risposta positiva, dovuta alle alte tariffe.

Il parametro D dà ugualmente risposta positiva, salvo le soluzioni delle grandi reti di teleriscaldamento.

Il parametro E, è invece quello più problematico per la bassa qualificazione di molti operatori e la frammentazione delle imprese. La bassa qualità delle nostre imprese dell'edilizia e dell'impiantistica ha avuto la sua conferma con il fallimento della campagna con il solare termico nell'81-82, fallimento che ha bruciato la tecnologia per venti anni.

Ai fini dell'analisi il settore appare di grande interesse per gli interventi di efficienza: rispetto ai consumi rilevati nel 2005, pari a circa 29 Mtep, sono ipotizzabili interventi tali da produrre in 10 anni minori consumi pari al 30-40% di tale valore, quindi pari a circa 8-11 Mtep, con un rapporto tra usi elettrici e usi termici pari all'incirca a 1/3 e 2/3.

Trasporti

Il campo dei mezzi di trasporto vede rilevanti innovazioni, basti pensare ai diesel veloci ad iniezione diretta, che si trasferisce solo in parte nei consumi, sia perché le norme di sicurezza hanno appesantito i mezzi, sia perché c'è la tendenza ad acquistare veicoli sempre più potenti e più grandi. L'aumento del numero dei mezzi, ed il peggioramento delle condizioni di traffico per ora compensano quanto guadagnato dai motori.

Considerando la griglia di parametri già utilizzata per gli altri settori, l'analisi del parametro A risulta, almeno nel breve periodo, piuttosto critica: in attesa di rendere disponibile un sistema basato su un nuovo vettore come l'idrogeno faticano infatti ad affermarsi soluzioni come l'auto elettrica o ibrida che si basano su tecnologie già disponibili in grado di determinare effetti positivi sia in termini di efficienza complessiva che di impatto ambientale.

Particolarmente critica la valutazione del parametro B, in quanto la competenza sul traffico urbano è dei Comuni, che però non dispongono di risorse finanziarie da investire nel settore.

Il parametro C porta ugualmente a risultati negativi, perché oggi il costo della benzina non sembra un dato in grado di incidere in modo significativo sulle scelte.

Il parametro D porta ugualmente a pareri negativi, visti i tempi necessarie a realizzare nuove infrastrutture.

Infine, il parametro E dà risultati positivi per quanto riguarda i mezzi di trasporto, ma del tutto negativi per il traffico e le infrastrutture.

In sintesi, valutazioni quantitative sono in questo caso difficili, ma i consumi del settore tendono a crescere, contrastati solo dall'invecchiamento della popolazione.

Una valutazione di sintesi

Sulla base delle considerazioni esposte, l'obiettivo di interventi di efficienza in grado di ridurre il prelievo di fonti fossili di 20 Mtep, può essere raggiunto attraverso:

- un contributo di 3÷4 Mtep nel settore delle industrie dell'energia,
- un contributo di 4÷5 Mtep nel settore delle industrie produttive,
- un contributo di 5÷6 Mtep nel settore terziario,
- un contributo di 8÷11 Mtep nel settore residenziale,
- un contributo più modesto e difficilmente quantificabile nel settore trasporti.

Un dato che è il caso di sottolineare è che queste valutazioni aiutano a comprendere e interpretare meglio i risultati (descritti nel paragrafo precedente) dell'analisi quantitativa effettuata con il modello Markal-Italia, con particolare riferimento agli scenari A2/B2, caratterizzati dalla considerazione di politiche e misure energetiche e ambientali volte (tra le altre cose) all'efficienza energetica. Come detto nella descrizione delle misure lì considerate, tali scenari non cercano di esplorare tutto ciò che è possibile ottenere in ogni settore, ma quanto sembra realisticamente possibile ottenere nel sistema nel suo insieme.

Il confronto fra i due approcci mostra dunque come i risultati degli scenari A2/B2 siano sostanzialmente in linea con le valutazioni di tipo più prettamente tecnologico, sia pure con la

significativa differenza che negli scenari i livelli di riduzione potenziale vengono "avvicinati" con circa un decennio di ritardo. Ciò a conferma dell'approccio "realistico" con cui si è cercato di costruire gli scenari, laddove le stime di tipo tecnologico si riferiscono a valori di riduzione "potenziali" dei consumi.

Un dato più di dettaglio che emerge dal confronto fra i due approcci riguarda la composizione settoriale delle riduzioni dei consumi energetici. Le considerazioni di tipo tecnologico sembrano indicare che, rispetto agli scenari A2/B2, c'è forse spazio per ottenere riduzioni più consistenti nel settore civile, residenziale in particolare; mentre la scarsa fiducia che esse esprimono circa le possibilità di riduzione dei consumi nei trasporti, a fronte di riduzioni significative negli scenari di intervento, induce a riflettere sulle notevoli difficoltà che può incontrare l'effettiva realizzazione delle misure previste in tali scenari per il settore trasporti.

5.3.2 Alcune tecnologie delle fonti rinnovabili

5.3.2.1. La tecnologia fotovoltaica

Descrizione e stato dell'arte

Nel panorama delle fonti rinnovabili il solare fotovoltaico si distingue per la semplicità e la modularità del sistema di conversione energetica, il basso impatto ambientale e la richiesta di manutenzione molto contenuta. La tecnologia fotovoltaica, infatti, è caratterizzata da un processo di conversione diretta della radiazione solare in energia elettrica, che avviene interamente all'interno del dispositivo fotovoltaico.

Gli impianti di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica si distinguono, sia per uso finale (alimentazione di utenze isolate o immissione dell'energia nella rete elettrica), sia per la configurazione del sistema di captazione dell'energia solare (fotovoltaico piano fisso o fotovoltaico a concentrazione).

Il mercato fotovoltaico mondiale è cresciuto negli ultimi 10 anni ad un ritmo superiore al 40% annuo grazie a politiche di sostegno finanziario pubblico in paesi quali il Giappone, Germania, USA, Olanda, Svizzera, Spagna e Austria. In questi ultimi anni sono state avviate analoghe iniziative in Italia che porteranno ad un forte incremento della potenza installata.

In termini di produzione commerciale sono oggi di fatto disponibili due tecnologie di dispositivi fotovoltaici: la prima, basata sul silicio cristallino (mono- e multi-cristallino), e la seconda basata sui film sottili (tra i quali il silicio amorfo).

I moduli fotovoltaici realizzati con dispositivi al silicio cristallino occupano una percentuale intorno al 96% del mercato mondiale, mentre la restante parte del mercato a film sottile riguarda essenzialmente quelli al silicio amorfo e, parzialmente, quelli basati su celle a film sottile policristallino. La causa di ciò è da ricercarsi, nel caso dei moduli al silicio amorfo, nelle limitate efficienze di conversione della luce solare in energia elettrica (5-7% nel caso di giunzione singola) e, negli altri casi, nell'effettiva difficoltà di reperire in commercio moduli differenti da quelli a base di silicio cristallino e di silicio amorfo.

Costi e potenziale di riduzione

Nel processo di transizione ad un sistema energetico globale sostenibile i sistemi solari fotovoltaici sono considerati una tecnologia chiave, ma la loro diffusione, al di là di alcune applicazioni "di nicchia" (ad esempio per l'alimentazione dei satelliti), è ad oggi limitata principalmente per gli alti costi dell'energia elettrica prodotta.

Nelle applicazioni allacciate alla rete, il costo del modulo incide per circa la metà del costo di installazione. Il resto dei costi riflette il costo dei componenti, come inverter e strutture di supporto del modulo. Nei sistemi integrati negli edifici circa 2/3 del costo di installazione è relativo al modulo.

I moduli sono componenti che hanno un peso rilevante sul costo del sistema, per cui ridurre il costo delle celle è di importanza decisiva per le prospettive della tecnologia fotovoltaica. Esiste una grande varietà di componenti, ma efficienza, durata e operation di molti componenti può essere migliorata, in particolare quella di inverter e batterie.

Il costo totale medio di installazione è compreso tra 5 e 9\$/W nel caso dei sistemi integrati negli edifici, collegati alla rete. I costi variano in relazione alla maturità del mercato locale e ad altre condizioni specifiche. I sistemi stand-alone sono più costosi, ma possono risultare competitive con altri sistemi autonomi di piccola taglia, specialmente in aree remote.

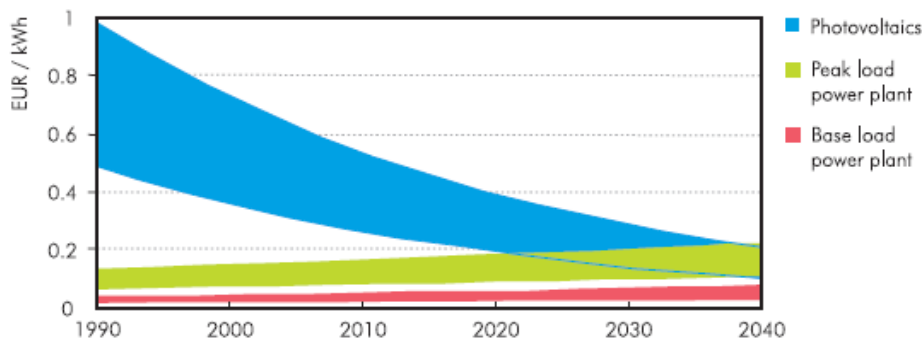
Il costo di investimento è il più importante fattore che determina il costo dell'elettricità fotovoltaica, mentre i costi di "operation and maintenance" sono relativamente bassi (tra l'1 e il 3% dei costi di investimento). La durata di vita dei sistemi FV è generalmente compresa tra i 20 e i 30 anni, ma inverter e batterie devono essere sostituiti ogni 5/10 anni (anche più frequentemente nelle regioni molto calde).

Alla fine degli anni sessanta un modulo fotovoltaico costava circa 100.000\$/kWp. Il costo attuale dei moduli fotovoltaici standard è pari a circa 3 €/Wp, e si ritiene che sia destinato a diminuire sensibilmente nei prossimi anni, fino a raggiungere un valore prossimo a 0,5 €/Wp dopo il 2020.

Secondo valutazioni autorevoli, per raggiungere una penetrazione massiccia sul mercato i costi di investimento *totali* dei sistemi connessi alla rete devono scendere intorno ai 1000\$/kWp. Ai "tassi di apprendimento" (*learning rates*) sperimentati finora, e ipotizzando un aumento della diffusione del 15% circa per anno, la tecnologia PV non raggiungerebbe questo livello prima del 2030 (IEA, 2006). Gli investimenti necessari per raggiungere questi obiettivi sono inevitabilmente di dimensioni enormi, molto maggiori di quanto necessario per le altre tecnologie rinnovabili, tali da richiedere ancora molti sforzi nell'attività di R&S, e azioni concertate da parte dei governi nazionali.

Figura 5.58

Figure 4.12 ▶ Projected cost reductions for solar PV¹⁷



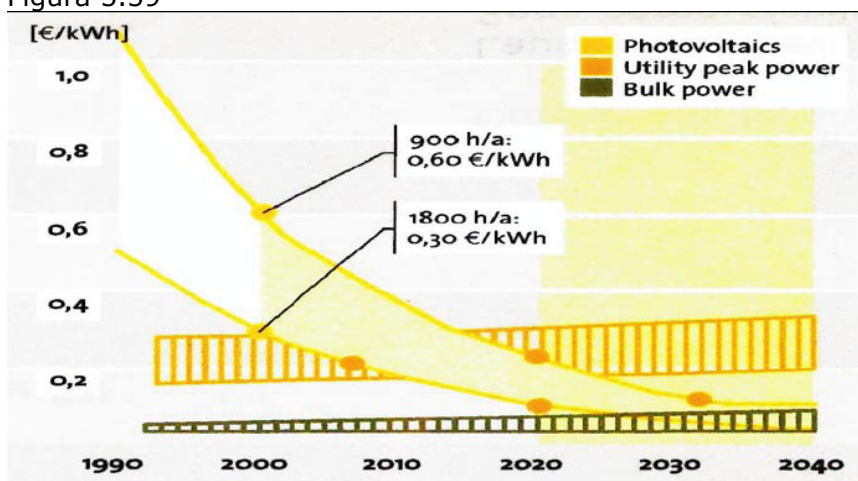
Source: Hoffmann, 2001.

Key point

Solar PV will become more and more competitive with peak power utility supply.

Fonte: IEA (2006)

Figura 5.59



Fonte: RWE SCHOTT (2006)

Sulla base dei suddetti costi di investimento il costo attuale dell'energia elettrica fotovoltaica si colloca ben al di sopra di quello relativo alle fonti convenzionali ed è valutabile tra 0,25-0,65 €/kWh in considerazione di differenti condizioni di insolazione e di specifica applicazione. La

figure qui sopra, riprese da IEA (2006) e RWE (2006), illustrano i costi di generazione del fotovoltaico e delle altre tecnologie di base e di picco. Nei mercati elettrici liberalizzati è probabile che i produttori riescano a ottenere prezzi maggiori nei periodi di picco di domanda, per cui i sistemi FV possono risultare competitivi rispetto alle altre centrali di picco. Circa la metà della potenziale riduzione dei costi del fotovoltaico è attesa dall'attività di ricerca rivolta al miglioramento di materiali, processi, efficienza di conversione e design. Riduzioni sostanziali dei costi possono inoltre essere ottenute mediante l'incremento dei volumi di produzione e le economie di scala.

Ricerca e sviluppo e prospettive tecnologiche

Il costo d'investimento e la producibilità di un impianto sono, di fatto, gli unici fattori che determinano il costo dell'energia elettrica prodotta mediante la tecnologia fotovoltaica e sono, a loro volta, fortemente dipendenti dalle caratteristiche del materiale impiegato e dai processi utilizzati nella fabbricazione del dispositivo o, in altri termini, dall'efficienza di conversione e dal costo di produzione del dispositivo stesso. L'attuale efficienza di conversione delle celle commerciali al silicio cristallino è, in genere, compresa tra il 13% e il 18%, mentre per i moduli al silicio amorfo essa varia tipicamente tra il 5% e il 10% (il valore più elevato riguarda, in generale, i dispositivi); circa i costi, oggi il dispositivo si aggira sui 3, €/W_p, mentre il costo d'investimento dell'intero impianto chiavi in mano varia tra 6.000 e 7.500 €/kW_p.

La ricerca nazionale nel settore fotovoltaico è essenzialmente concentrata, quindi, sulle tecnologie di fabbricazione dei dispositivi e, in misura minore, sui materiali; essa, inoltre, si distingue fortemente per settore di applicazione.

Per quanto riguarda il fotovoltaico per gli usi terrestri, le attività di ricerca e sviluppo riguardano quattro principali direttrici: silicio cristallino (nel medio termine), film sottili e i dispositivi a bassissimo costo (nel medio-lungo termine) e i dispositivi ad altissima efficienza (nel lungo termine).

La tecnologia del **silicio cristallino** è quella più matura ed è considerata dagli operatori quella che dominerà il mercato (con quote del 90-95%) per i prossimi 10 anni nonostante i limitati margini di miglioramento tecnologico; l'attenzione dei ricercatori è concentrata sull'ottimizzazione dei processi industriali per la riduzione dei costi e l'aumento delle efficienze. Relativamente ai **film sottili**, l'attenzione della ricerca stata in massima parte rivolta al silicio amorfo depositato anche su substrati flessibili di grande area in un'ottica di maggiore integrazione negli edifici della tecnologia fotovoltaica. In particolare diversi laboratori di ricerca di base hanno lavorato per migliorare l'efficienza di conversione delle celle solari su piccola area mentre la ricerca industriale puntava a effettuare lo *scale-up* della tecnologia sulla larga area. In tempi più recenti, sostanziali progressi sono stati registrati nello sviluppo di celle a base di telluriuro di cadmio (CdTe), di diseleniuro di indio e rame (CIS), di diseleniuro di indio rame e gallio (CIGS) e di altri film sottili policristallini, per i quali acquista spesso importanza lo sviluppo di substrati trasparenti flessibili e di film trasparenti conduttori. I moduli al CdTe, per esempio, stanno dimostrando una buona stabilità ai vari test di invecchiamento accelerato. L'interesse per questa tecnologia è anche italiano: tra gli impegni del Governo sull'attuazione nazionale del Protocollo di Kyoto figura un progetto pilota per la realizzazione di moduli fotovoltaici a film sottile e ad alta efficienza (impianto in fase di realizzazione in Lombardia). Il mondo della ricerca guarda con attenzione anche il silicio microcristallino, un materiale che, rispetto al silicio amorfo, ha caratteristiche strutturali tali da consentire la realizzazione di dispositivi con un'efficienza stabile più elevata.

Per quanto riguarda le **celle a bassissimo costo** (inferiore a 1€/W_p), appaiono molto promettenti i dispositivi basati sull'uso di materiali organici (polimeri) con tecniche di stampa per la produzione di celle (*printed organic solar cell*) o altri materiali e quelli ibridi (organici/inorganici) e a base di ossido rameoso (Cu₂O), i cui bassi valori di efficienza di conversione e stabilità nel tempo, sebbene in aumento, attualmente ne limitano la diffusione.

In un'ottica decisamente più lontana, sono inquadrati le attività esplorative su nuovi materiali e strutture del dispositivo fotovoltaico ad altissima efficienza (dell'ordine del 40%) recentemente avviate presso i principali centri di ricerca come ad esempio quelli basati su multigiunzione III-V su materiali "Intermediate Bond (Quantum Dot e Impurity Photovoltaic solar cell). Gli approcci e le strade intraprese sono alquanto diversi tra loro e tutti, per il momento, ad elevato rischio.

Tra le altre attività di ricerca e sviluppo intraprese a livello internazionale, sebbene con un impegno complessivo mediamente più contenuto, figura il fotovoltaico "a concentrazione".

Gli impianti fotovoltaici a concentrazione si distinguono da quelli piani essenzialmente per il fatto che la radiazione solare viene concentrata (da 100 a 800 volte) da un opportuno sistema ottico, prima di raggiungere la cella fotovoltaica. Tale soluzione tecnologica comporta sia l'impiego di sofisticate celle ad alta efficienza, sia di un complesso sistema di "inseguimento" solare e punta ad accelerare il processo di abbattimento dei costi, diminuendo in maniera significativa l'incidenza della parte fotovoltaica, che viene sostituita con materiali semi-convenzionali meno costosi.

Potenziale di sviluppo e barriere alla diffusione della tecnologia in Italia

La tecnologia fotovoltaica può essere usata tanto per la produzione centralizzata quanto per decentralizzata di elettricità. Il potenziale di diffusione della tecnologia è enorme (stime di fonti autorevoli superano abbondantemente i 100 TWh²⁸), ma al momento, a meno di un breakthrough tecnologico, è difficile immaginare che essa possa raggiungere una diffusione di massa prima di almeno due decenni.

Da un punto di vista generale il fotovoltaico sul mercato ha efficienze poco superiori al 10% per cui sembrerebbe difficile definirla una tecnologia matura. Per le sue caratteristiche di modularità ed affidabilità è oggi una tecnologia competitiva per applicazioni isolate dalla rete elettrica.

Per le applicazioni collegate alla rete la prima barriera è oggi quella dei costi.

I costi sono riducibili in due modi: attività di ricerca per innovazione radicale che abbatta drasticamente i costi, oppure promozione della domanda per favorire la industrializzazione dei processi ed ottenere una più lenta ma più sicura diminuzione dei costi su effetto scala.

Dopo decenni di attività di ricerca, a finanziamento prevalentemente pubblico, senza successi clamorosi, i paesi più attivi hanno deciso di cambiare, passando alla seconda linea, attraverso tariffe premio ai piccoli produttori, pagate dalla collettività dei consumatori.

Questa scelta sottintende due considerazioni:

- spendere in modo efficace nella ricerca pubblica è difficile, mentre la promozione della domanda sul mercato favorisce l'affermazione delle imprese produttrici più serie, con il conseguente miglioramento del prodotto in qualità, costi e soprattutto affidabilità.
- se si convincono i cittadini a partecipare all'iniziativa, per ideologia o per moda, si può ottenere che questi mobilitino le loro risorse finanziarie in alternativa ai B.O.T., per cui sarebbe sufficiente un tasso di rendimento del 2-3% netto, molto inferiore al 10-15% degli investitori di mestiere.

Il meccanismo del conto energia che ha avuto tanto successo in Germania è ora partito anche in Italia dove ha subito dovuto scontare tradizionali "malcostumi italiani", che hanno portato a una proliferazione di domande volte in molti casi alla sola acquisizione di diritti da rivendere poi, cui non è quindi seguita l'effettiva realizzazione degli impianti. La speranza è ora che il nuovo decreto riesca a eliminare queste distorsioni.

Non è garantito che il meccanismo di ottenere minori costi per fattore di scala abbia successo, infatti i prezzi calano molto lentamente (attualmente c'è la scarsità di silicio e crescono); i costi del "Balance of plant" sono molto meno comprimibili e sempre più rilevanti per edifici esistenti mentre per edifici nuovi le possibilità di integrazione nelle strutture, per ora, hanno riguardato solo edilizia istituzionale, poco replicabili nel breve periodo.

È una scommessa che si può vincere solo se si hanno risorse per spingere il mercato per anni. La Germania ha insolazione media più bassa ma consumatori più sensibili e soprattutto le loro tariffe elettriche, basate sul carbone e sul nucleare, possono sopportare più contributi per le fonti rinnovabili di quanto sia possibile in Italia, dove per un verso parte rilevante dei contributi è ancora destinata al CIP6, per un altro i moduli fotovoltaici sono importati, quindi non hanno ricadute positive né nell'economia né sull'occupazione.

Per quanto riguarda invece i rapporti con la rete i problemi sono minori, infatti la generazione elettrica fotovoltaica da un lato è una produzione diurna in fase con i consumi (ad es. d'estate

²⁸ Cfr. IEA-Pvps, *Potential for Building Integrated Photovoltaics*, 2003; de Noord M., L.W.M. Beurskens, H.J. de Vries, *Potentials and costs for renewable electricity generation. A data overview*, ECN, February 2004; Orecchini et al., *Energia da fonti energetiche rinnovabili. Le potenzialità dell'Italia*, La Termotecnica, gennaio/febbraio 2004.

in fase con il consumo dei condizionatori), dall'altro è dispersa nel territorio vicina all'utenza finale, quindi senza oneri di trasporto.

La seconda barriera non è quindi nel trasporto e nel dispacciamento, ma nella distribuzione. Le reti di distribuzione attuali sono infatti progettate strumentate e gestite per una sola direzione dalla corrente elettrica. Per accettare una percentuale rilevante di generazione distribuita (fotovoltaico e microgenerazione) le reti debbono invece diventare bidirezionali. Si tratta di una problematica complessa e ancora aperta, che pone il problema dei necessari investimenti nel settore e del loro finanziamento.

5.3.2.2. La tecnologia del solare termico a concentrazione

Descrizione e stato dell'arte

Gli impianti solari termici a concentrazione utilizzano la radiazione solare per produrre calore a media o alta temperatura in sostituzione dei tradizionali combustibili fossili. La concentrazione della radiazione è indispensabile in quanto viene richiesto calore a temperatura maggiore di quella che può essere raggiunta con l'impiego di una superficie piana. Per ottenerla si utilizza un opportuno sistema ottico (il *concentratore*) che raccoglie e invia la radiazione solare diretta su un componente (il *ricevitore*) dove viene trasformata in calore.

Il calore così prodotto può essere impiegato in vari processi industriali (quali ad esempio la desalinizzazione dell'acqua di mare e la produzione di idrogeno da processi termochimici) o nella produzione di energia elettrica. Allo stato attuale è la generazione di energia elettrica l'obiettivo principale degli impianti solari a concentrazione. In questo caso il calore solare viene utilizzato in cicli termodinamici convenzionali come quelli con turbine a vapore, con turbine a gas o con motori Stirling. Per ovviare alla variabilità della sorgente solare, il calore può essere accumulato durante il giorno, rendendo il sistema più flessibile e rispondente alle esigenze dei processi produttivi. In alternativa si può ricorrere all'integrazione con combustibili fossili o rinnovabili quali olio, gas naturale e biomasse. In relazione alla geometria e alla disposizione del concentratore rispetto al ricevitore, si possono distinguere tre principali tipologie di impianto: il collettore a disco parabolico, il sistema a torre centrale e il collettore parabolico lineare.

Collettore a disco parabolico. Questo sistema utilizza pannelli riflettenti di forma parabolica che inseguono il sole, con un movimento di rotazione attorno a due assi ortogonali, e concentrano la radiazione solare su un ricevitore montato nel punto focale. Il calore ad alta temperatura, circa 650°C, viene normalmente trasferito ad un fluido (elio o vapore di sodio) ed utilizzato in un motore, posizionato al di sopra del ricevitore, dove viene prodotta direttamente energia meccanica o elettrica. Per ragioni economiche, la dimensione del concentratore non va oltre i 15 m di diametro, limitando quindi la sua potenza a circa 25-30 kWe.

Applicazioni industriali di questo sistema consentono di ottenere temperature di funzionamento molto alte e rendimenti di conversione dell'energia solare in energia elettrica anche oltre il 30%, i più elevati tra tutte le tecnologie solari attualmente esistenti.

Questa tecnologia ha ormai raggiunto la fase industriale, grazie soprattutto all'attività di ricerca sviluppata in Europa, negli Stati Uniti e in Australia. Tra le tre tecnologie considerate, è quella che presenta attualmente i più alti costi di produzione dell'energia elettrica (stimati intorno ad 1 €/kWh), ma è interessante per le prospettive che offre nell'abbattimento di questo costo, per la sua modularità e per i minori vincoli che pone per la preparazione del terreno.

Sistema a torre con ricevitore centrale. Il sistema a torre centrale utilizza pannelli riflettenti piani (eliostati) che inseguono il sole con un movimento di rotazione su due assi, concentrando la luce solare verso un unico ricevitore; questo è montato sulla sommità di una torre e al suo interno viene fatto circolare un fluido per l'asportazione del calore solare. L'energia termica che così si rende disponibile può essere sfruttata in vari processi, in particolare per la produzione di energia elettrica. Il principio di funzionamento è analogo a quello del sistema a disco parabolico, con il concentratore costituito però da un elevato numero di eliostati, a formare una superficie di raccolta anche di centinaia di migliaia di metri quadrati. In questo tipo di impianti il fluido termovettore può raggiungere alte temperature di esercizio (maggiori di 500 °C), con conseguenti alti rendimenti di trasformazione del calore in energia elettrica. In genere la trasformazione avviene sfruttando il calore in un tradizionale ciclo termodinamico acqua-vapore.

La tecnologia a torre centrale ha dimostrato la sua fattibilità tecnologica nella produzione di energia elettrica attraverso la realizzazione e l'esercizio di numerosi impianti sperimentali di piccola taglia (tra 0,5 e 10 MWe) in diversi Paesi del mondo (Spagna, Italia, Giappone, Francia, Stati Uniti).

Sono stati sperimentati diversi fluidi per lo scambio termico all'interno del ricevitore e per l'accumulo dell'energia termica: acqua, aria, sodio e sali fusi. Finora il fluido più adatto per questa tecnologia è risultato una miscela di sali fusi composta da nitrati di sodio e potassio, che consentono di raggiungere alte temperature di esercizio (fino a 600 °C) e inoltre possono essere direttamente utilizzati per l'accumulo dell'energia termica in serbatoi coibentati. La tecnologia ha superato quindi la fase dimostrativa a livello di prototipo industriale, anche se non è ancora giunta alla sua fase di maturità commerciale. Due impianti a torre centrale sono di prossima realizzazione in Spagna: il PS10 da 10 MWe nei pressi di Siviglia, e il Solar Tres da 15 MWe nella provincia di Cordova. Dall'esperienza maturata fino ad oggi, si è visto che la taglia ottimale per questi impianti è compresa nell'intervallo 50-200 MWe e che, entro i prossimi dieci anni, il loro costo di produzione dell'energia elettrica dovrebbe scendere a 0,07 \$/kWh.

Collettore parabolico lineare. Questa tecnologia utilizza un concentratore lineare a profilo parabolico, la cui superficie riflettente insegue il sole ruotando su un solo asse. Il pannello riflettente è normalmente costituito da un comune specchio di vetro di adeguato spessore. La radiazione solare viene focalizzata su un tubo ricevitore posizionato lungo il fuoco del concentratore parabolico. L'energia assorbita dal tubo ricevitore è trasferita a un fluido di lavoro che viene fatto fluire al suo interno. Il calore raccolto è utilizzato normalmente per la produzione di energia elettrica mediante i tradizionali cicli termodinamici acqua-vapore. Nel collettore la temperatura massima di funzionamento dipende essenzialmente dal fluido termovettore utilizzato; negli impianti attualmente in esercizio si arriva a circa 400 °C. Affinché il fluido termovettore possa raggiungere questa temperatura finale, vengono collegati in serie più collettori, disposti in genere su due file parallele, formando una stringa che rappresenta il modulo unitario dell'impianto. Le file di collettori devono essere distanziate per evitare fenomeni di ombreggiamento reciproco. Su scala industriale questa tecnologia, con i 354 MWe installati in California fra il 1984 e la fine del 1990, ha dimostrato buona affidabilità tecnica, raggiungendo una elevata esperienza d'esercizio e una produzione elettrica cumulata attualmente superiore a 13 TWh. Questi impianti, con potenze installate di 14, 30 e 80 MWe, sono di tipo ibrido in quanto possono produrre energia elettrica sia da fonte solare che da gas naturale, fino ad un massimo del 25% dell'energia termica utilizzata dall'impianto di generazione. Il loro costo di produzione è attualmente compreso tra 15 e 25 c\$/kWh, mentre il costo di costruzione, per un impianto da 30 MWe, è stimato in circa 3.200 \$/kWe. Previsioni del Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti fanno intravedere la possibilità di scendere, entro i prossimi dieci anni, a costi di produzione intorno a 6 c\$/kWh, all'aumentare della taglia degli impianti e della potenza complessivamente installata.

Dal punto di vista economico è ad oggi la tecnologia più conveniente fra quelle solari. In linea di principio, può essere integrata nelle moderne centrali termoelettriche, anche a ciclo combinato, per fornire una portata aggiuntiva alle turbine a vapore ed incrementare, con un costo d'investimento contenuto, la potenza complessiva dell'impianto.

Nell'ambito di questa tecnologia, la ricerca è principalmente indirizzata su:

- nuovi rivestimenti selettivi per gli elementi assorbitori della radiazione;
- nuovi sistemi di orientamento dei concentratori;
- strutture di supporto in grado di semplificare il montaggio e la regolazione del collettore;
- pannelli riflettenti facilmente realizzabili con una produzione in serie;
- nuove tipologie di fluido termovettore per migliorare il rendimento globale di trasformazione e ridurre il costo di impianto;
- sistemi di accumulo per immagazzinare il calore solare e aumentare le ore annue di funzionamento dell'impianto.

Un'evoluzione del collettore parabolico lineare, ancora in fase di sperimentazione, è il collettore lineare Fresnel, dove il concentratore è sostituito da segmenti di specchi parabolici disposti secondo il principio della lente Fresnel. Il tubo ricevitore è posizionato nel punto focale ed è fisso; quindi, a differenza del collettore parabolico lineare, la movimentazione riguarda solo il concentratore. Normalmente tale tipo di impianti utilizza l'acqua come fluido termovettore, con

produzione diretta di vapore all'interno del tubo ricevitore. Questa tecnologia, sviluppata soprattutto in Australia e Belgio, è potenzialmente in grado di produrre energia elettrica a costi intorno a 8 c€/kWh, per un impianto da 50 MWe localizzato in Egitto. Nel 1999 un prototipo è stato realizzato in Belgio per la messa a punto e la verifica di tutti i componenti meccanici. Attualmente la tecnologia è pronta per entrare sul mercato ed è alla ricerca di potenziali investitori.

Costi e potenziale di riduzione

Il principale ostacolo, che fino ad ora ha impedito il decollo di questa fonte rinnovabile a livello commerciale, è legato all'elevato costo d'investimento unitario degli impianti, da 2,5 a 4 volte superiore a quello degli impianti a combustibili fossili, con un costo del chilowattora prodotto che, di conseguenza, è almeno il doppio di quello di un impianto tradizionale a combustibile fossile. Come già detto, a seconda delle diverse soluzioni tecnologiche e applicazioni, l'obiettivo dell'attuale R&D è quello di ridurre il costo di produzione a valori compresi tra 0.05 e 0.08\$/kWh entro i prossimi dieci anni, a valori ancora inferiori nel lungo termine.

Comunque, nei prossimi venti anni il mercato potenziale mondiale per gli impianti termoelettrici solari è stimato pari ad una potenza elettrica installata di 600 GWe. Molti di questi impianti dovranno essere realizzati, secondo le previsioni, nei Paesi in via di sviluppo ad alta radiazione solare diretta. Una caratteristica che potrà favorire la diffusione degli impianti solari a concentrazione è la possibilità di integrarli in impianti termoelettrici tradizionali, anche già in esercizio, per incrementarne la potenza complessiva. Ciò consentirà di ridurre i costi d'investimento unitari degli impianti solari termodinamici e di modulare ampiamente, anche nell'arco della giornata, la loro potenza senza le drastiche diminuzioni di rendimento, nel ciclo a vapore per la generazione elettrica, tipiche di un impianto esclusivamente solare.

Potenziale di sviluppo e barriere alla diffusione della tecnologia in Italia

La tecnologia è ancora lontana dalla maturità e non ci sono prototipi significativi dai quali dedurre i problemi di diffusione.

Come prima osservazione emerge il problema di disponibilità di siti. Infatti per poter orientare gli specchi occorrono spazi notevoli, livellati secondo l'asse est-ovest, con pendenza controllata per garantire i drenaggi; le aree collinari non sembrano adatte per gli sbancamenti necessari e le poche pianure a sud e nelle isole sono in genere troppo antropizzate per potervi reperire le superfici richieste.

5.3.2.3. La tecnologia eolica

Descrizione e stato dell'arte

Le turbine eoliche convertono l'energia cinetica del vento in energia meccanica, ed infine in energia elettrica. A decorrere dagli anni settanta, le dimensioni degli aerogeneratori e la loro potenza e affidabilità hanno avuto una crescita continua, mentre la loro diffusione è aumentata con un andamento pressoché esponenziale: l'Europa, soprattutto in virtù del contributo di Germania, Spagna e Danimarca, è in posizione dominante, sia come quote di mercato che di sviluppo tecnologico. Infatti, la potenza eolica connessa alla rete elettrica nel mondo ha già superato i 75.000 MW, corrispondente a un investimento di oltre 70 miliardi di euro e a una produzione di oltre 150 TWh, con una presenza europea intorno al 70%. In particolare, la quota di energia elettrica di provenienza eolica ha raggiunto il 20% in Danimarca, mentre valori che già superano il 6% sono registrati in Spagna e in Germania. Il conseguimento di questi risultati è ascrivibile all'elevata affidabilità degli aerogeneratori e ai bassi costi di generazione elettrica che si sono ridotti di un ordine di grandezza in venticinque anni e si avvicinano sempre più alla competitività con quello delle fonti tradizionali.

Le applicazioni dell'energia eolica si distinguono in piccolo e grande-eolico a seconda della taglia degli aerogeneratori utilizzati e on-shore e off-shore a seconda che questi siano installati sulla terra ferma o in mezzo al mare.

Piccolo eolico. Gli aerogeneratori di piccola taglia (sotto i 100 kW) hanno caratteristiche tecniche abbastanza diverse, in quanto si va dalle unità da poche centinaia di Watt o pochi kW, tipicamente intese come carica batterie, fino alle macchine da 50-100 kW, che presentano caratteristiche tecniche e modalità di funzionamento già simili a quelle degli aerogeneratori medio-grandi. Le unità più piccole, in particolare, comprendono non solo modelli ad asse

orizzontale, ma anche modelli ad asse verticale che hanno il vantaggio di non doversi orientare secondo la direzione del vento. Gli aerogeneratori di piccola taglia vengono sovente prodotti in serie limitata da piccole aziende che non sempre hanno la possibilità di effettuare attività di R&S, e sono spesso caratterizzati da performance inferiori a quelle delle macchine di taglia maggiore.

Il mercato prevede una molteplicità di applicazioni per macchine fino ad una potenza di 50-100 kW, che possono funzionare sia in connessione alla rete elettrica di bassa o media tensione che in applicazioni standalone per l'alimentazione di utenze elettriche isolate. Per piccole stazioni di generazione si sta diffondendo l'utilizzo di aerogeneratori a magneti permanenti grazie ai quali si può ottenere una buona efficienza con ridotta manutenzione.

Eolico on-shore. Allo stato attuale i principali risultati dell'evoluzione in questo settore sono riconducibili ad un forte abbattimento dei costi e alla simultanea crescita della potenza unitaria dei dispositivi di conversione dell'energia eolica in energia elettrica: la taglia di potenza unitaria degli aerogeneratori medi e grandi per applicazioni on-shore è compresa fra 100 e 1000 kW (turbine di media taglia) e superiore a 1000 kW (grande taglia). Il loro impiego tipico è nelle centrali eoliche (wind farm). In Italia, il tipo di aerogeneratore oggi più diffuso è quello a tre pale con taglia compresa fra 600 e 900 kW. In tali macchine l'altezza tipica della torre è di circa 50 metri e il rotore è dotato di 3 pale la cui lunghezza è compresa tra 20 e 25 metri. Negli ultimi anni c'è la tendenza ad installare macchine da 1 a 2 MW a velocità più o meno variabile grazie all'accoppiamento di un convertitore di frequenza al generatore. L'Italia nel mercato eolico ha una collocazione di un certo rilievo, con circa 2100 MW installati alla fine del 2006, occupando per potenza installata il quarto posto in Europa e il sesto nel mondo, anche se a debita distanza dai Paesi capolista, mentre dal punto di vista industriale e, in particolare da quello della ricerca, il divario che separa l'Italia dalle nazioni del Nord Europa e dagli Stati Uniti è ancora più ampio. Anche in termini di produzione industriale, gli operatori sono pochi e di dimensioni contenute; in Italia, la capacità produttiva annua è limitata a 500-600 macchine di media taglia (850 kW) e vi sono alcune società affermate, anche a livello internazionale, che forniscono prestazioni e prodotti (torri, mozzi, riduttori, trasformatori, macchinari, cavi e quant'altro) ai costruttori più importanti.

Eolico Off-shore. Per eolico off-shore s'intende l'insieme dei singoli aerogeneratori, di grande taglia (cioè oltre il MW), e delle centrali eoliche dislocate in ambiente marino, per la produzione di energia elettrica. L'attuale tecnologia limita le installazioni su fondali non superiori ai 40 m, con tipologia di fondazione tipicamente monopalo. Il ricorso all'ambiente marino comporta una maggiore producibilità, essendo le condizioni anemologiche (velocità del vento più elevata e minore turbolenza), in generale, sensibilmente migliori di quelle sulla terraferma.

Dalle prime centrali offshore dei primi anni Novanta, realizzate con macchine di media taglia, si è passati alle realizzazioni odierne, costituite generalmente da un insieme di decine di macchine di grande taglia, con potenza del singolo aerogeneratore non inferiore a 2 MW. Il mercato attuale di questa applicazione, a differenza di quello delle centrali on-shore, è ancora di nicchia (potenza globale installata: circa 800 MW) in ragione dei costi mediamente superiori del 50% di quelli tipici in ambiente terrestre.

In prospettiva, lo scenario di questo tipo di applicazioni è piuttosto ampio, soprattutto tenendo conto della continua evoluzione tecnologica, che mira alla dislocazione delle centrali su fondali sempre più profondi e, contestualmente, all'utilizzo di macchine di taglia dell'ordine di 5 MW.

Costi e potenziale di riduzione

Il prezzo medio dei moderni impianti eolici on-shore di grande dimensione è di circa 1000\$/kW, mentre le installazioni off-shore sono più costose (tra il 35 e il 100% in più, IEA, 2006)²⁹. A livello globale, i costi di generazione nei migliori siti on-shore sono scesi fino a 0.03\$/kWh. Considerando le differenze tra i siti, i costi di capitale e le diverse velocità del vento, il costo di generazione varia inevitabilmente in modo molto consistente nei differenti paesi e aree, fino ad arrivare a 0.20\$/kWh. La fase di "apprendimento tecnologico" non è

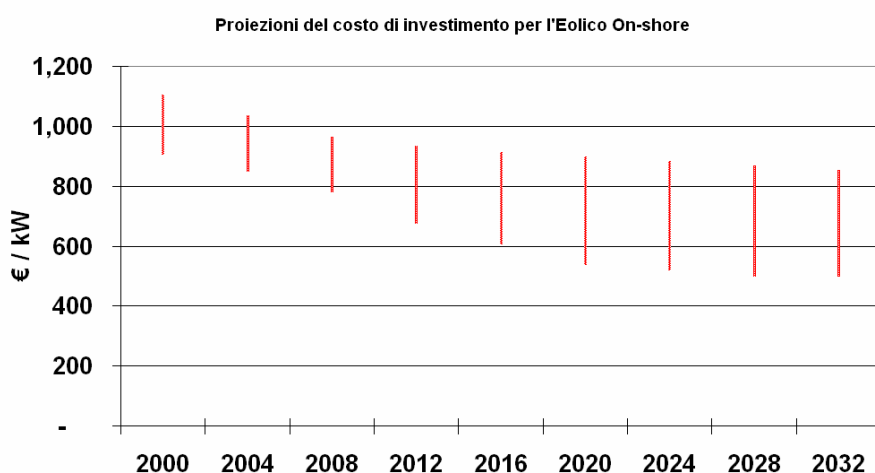
²⁹ Questi dati non considerano però i possibili costi associati all'integrazione nella rete e alla necessità di creazione di capacità di back-up.

comunque ancora terminata, per cui sono prevedibili ulteriori riduzioni dei costi, sebbene il *progress ratio*³⁰ sia ormai stimato piuttosto alto (superiore a 0.9). La tecnologia è comunque già prossima alla competitività, per cui le prevedibili penalizzazioni per le emissioni di CO2 saranno probabilmente sufficienti a renderla pienamente competitiva, anche senza limitare l'attenzione ai siti "migliori".

Il costo delle installazioni dipende dalla loro dimensione e dal costo dei componenti, oltre che dal sito. Il costo di installazione (chiavi in mano) delle turbine on-shore è compreso tra gli 850 e i 1150 \$/kW, mentre nel caso delle installazioni off-shore, per le quali le fondazioni rappresentano circa 1/3 del totale, i costi sono compresi tra 1100 e 2000 \$/kW (IEA, 2006).

Quanto ai costi di operatività (revisioni, riparazioni, affitto dei siti, gestione e assicurazione), le stime sembrano concordare nel valutare, per turbine dell'ordine dei 500 kW, costi crescenti nel tempo, dall'1% circa del costo di investimento nel primo anno al 4.5% dopo 15 anni. I costi di manutenzione e riparazione rappresentano circa 1/3 dei costi operativi (IEA, 2006).

Figura 5.60 – Proiezioni del costo di investimento per l'eolico on-shore



Fonte: IEA, *Energy Technologies Perspectives*, 2006.

Potenziale di sviluppo e barriere alla diffusione della tecnologia in Italia

La fonte eolica è una fonte tipicamente non programmabile (circa 1700 ore all'anno alla potenza nominale con molte calme), che deve essere localizzata nelle aree ove il vento c'è. Per l'Italia le aree più interessanti sono quelle dell'Appennino meridionale. Le stime circa le potenzialità sono cresciute molto negli ultimi anni, in particolare rispetto ai valori del Libro Bianco del 1999.

Secondo uno studio dell'Università La Sapienza il potenziale teorico sarebbe pari a 38.5 GW (circa 30 GW in siti con ventosità media < 5 m/s, circa 8.5 GW in siti con ventosità media > 6 m/s), con una produzione pari a 77 TWh; ma il potenziale effettivamente realizzabile (per vincoli socio-ambientali) si riduce in realtà a 12 GW, di cui 3 off-shore, con una producibilità di circa 24 TWh. Altri studi concordano sostanzialmente con queste valutazioni: secondo l'EWEA - Wind Force 12 il potenziale tecnico è di circa 34.000 MW, mentre secondo uno studio dell'ECN (2004, principalmente su dati IEA), il potenziale realizzabile è pari a 17 GW (con una produzione di 22 TWh).

In definitiva, studi nazionali ed europei concordano nel ritenere che, tenendo conto dei vincoli socio-ambientali, difficilmente la produzione effettiva può superare di molto 20 TWh (off-shore compreso). Va però considerato anche che, per un verso, secondo l'ANEV (Associazione

³⁰ La descrizione del percorso di riduzione dei costi di una tecnologia viene generalmente effettuata mediante le cosiddette *learning curve* o *experience curve*, lungo le quali il costo unitario diminuisce di una percentuale fissa (il *learning rate*) per ogni raddoppio dell'esperienza. L'ipotesi sottostante è che non è il passare del tempo a determinare la riduzione dei costi, ma l'accumulazione dell'esperienza, per cui esistono feedback positivi tra l'uso di una tecnologia (e l'investimento su di essa) e il suo costo. Il *tasso di progressione* (PR, *Progress Ratio*) è il rapporto tra i nuovi e i vecchi costi in corrispondenza di ciascun raddoppio della produzione cumulata: un progress ratio dell'80% significa che con un raddoppio della produzione cumulata il costo diviene uguale all'80% del livello precedente.

Nazionale Energia del Vento) è possibile un obiettivo di potenza eolica intorno ai 10.000 MW già nel 2012 (con una produzione pari a circa 18 TWh), per un altro verso, a fronte dell'attuale richiesta di nuove connessioni per circa 10.000 MW, la previsione Terna per il 2008 è di soli 3.000 MW, in considerazione delle difficoltà di accettazione a livello locale delle installazioni eoliche e delle criticità dovute alla rete elettrica (si veda quanto detto nel cap. 3).

Le potenzialità dell'offshore non sono ancora ben definite, e le stime variano molto: secondo il citato studio dell'università La Sapienza il potenziale realizzabile è limitato a 3 GW (con producibilità di 6 TWh, mentre lo studio ECN (2004) stima un potenziale teorico di circa 10 GW (con una produzione di 14 TWh).

Lo sviluppo tecnologico dell'eolico in questi ultimi venti anni è stato tale che gli impianti saranno presto competitivi anche a prescindere dagli incentivi economici.

Dalla mancanza di programmabilità e dalla localizzazione in un'area di bassissima densità abitativa e perciò di bassi consumi, deriva una significativa barriera costituita dalla necessità di interventi sulla infrastruttura elettrica di trasporto di elettricità.

Poiché la disponibilità è non programmabile ed anche solo in parte non prevedibile, quando la produzione supererà una certa percentuale, orientativamente attorno al 10% del carico (percentuale che si traduce in 2-3000 MW nelle notti dei week end) il sistema elettrico deve essere pronto ad assorbire sia un picco di produzione che una brusca mancanza di produzione. Le soluzioni sono teoricamente note ma richiedono infrastrutture costose ed una gestione complessa; l'elettricità può essere trasportata verso grandi centri di consumo o impianti di pompaggio, così come alcune centrali di base debbono essere esercitate a carico ridotto per costituire una riserva rotante e supplire istantaneamente alle variazioni del vento.

L'utilizzo del pompaggio va in concorrenza nelle ore notturne con le importazioni di energia nucleare a basso costo, inoltre impianti di pompaggio e centri di consumo sono a 600-1000 Km di distanza, peggio che in Germania; ugualmente la funzione di riserva rotante è costosa ed i nuovi impianti a ciclo combinato sono poco adatti per questa funzione per la quale servono impianti medio-merito a vapore.

Le reti di trasporto, in tutta Europa, sono state progettate per ridurre le distanze fra produzione e consumo e non sono adatte ai trasferimenti su lunghe distanze oggi richieste sia dall'eolico che dagli scambi nel mercato delle borse; non c'è quindi da meravigliarsi se gli ultimi due black-out non siano avvenuti di giorno, per eccessiva domanda come si temeva anni fa, ma di notte, con bassa domanda di energia ma alta domanda di trasporto.

Un altro problema molto difficilmente definibile è quello del paesaggio, non tanto per le modifiche irreversibili quanto per la pervasività e le dimensioni dei parchi eolici. Il paesaggio è per definizione statico e cambia solo con le stagioni mentre gli aeromotori per definizione sono in movimento. Le installazioni offshore possono eliminare queste preoccupazioni, e contemporaneamente ridurre il problema dell'intermittenza, per la maggiore stabilità del vento. D'altra parte, gli impianti off-shore richiedono significativi costi addizionali, per le turbine (che devono sopportare situazioni meteorologiche più difficili), per le maggiori difficoltà e costi delle fondamenta e per le maggiori spese legate alla trasmissione dell'elettricità sulla terraferma e all'allacciamento alla rete.

Ricerca e sviluppo e prospettive tecnologiche

L'evoluzione tecnologica, conseguente alle intense attività di ricerca e sviluppo condotte inizialmente nel Nord Europa e negli Stati Uniti e, successivamente, in molti altri Paesi europei e in India, ha consentito il conseguimento di obiettivi importanti, in termini di prestazioni delle macchine eoliche (anche negli ambienti maggiormente ostili), di disponibilità delle macchine stesse, di qualità dell'energia prodotta e, elemento essenziale per la loro diffusione, in termini di abbattimento dei costi. Come già visto, l'eolico on-shore, con un costo di generazione dell'energia tra i 0,04 e i 0,07 €/kWh, ha infatti praticamente raggiunto la soglia della competitività economica rispetto al costo delle fonti tradizionali. L'obiettivo degli sforzi di ricerca e sviluppo è quello di raggiungere gli 0,04 €/kWh entro il 2020.

L'energia elettrica viene prodotta nell'aerogeneratore con diverse modalità, a seconda delle configurazioni di sistema: nel caso della trasmissione diretta (cioè in assenza del moltiplicatore di giri), per esempio, si deve ricorrere al generatore elettrico multipolare e al conseguente

convertitore statico di potenza. L'adozione del controllo del passo e della velocità variabile del rotore è un ulteriore segno dell'innovazione tecnologica, che consente, tra l'altro, una maggiore produzione di energia elettrica soprattutto nei siti a velocità del vento intorno ai 6 m/s, una riduzione delle sollecitazioni e una minore emissione di rumore. L'evoluzione del settore, per quanto riguarda la potenza delle macchine, ha consolidato il posizionamento degli aerogeneratori di grande taglia nel mercato globale, con una netta prevalenza nei Paesi nord-europei. Prototipi della potenza da 4,5 MW a 6 MW sono in corso di sperimentazione nel nord della Germania, con la prospettiva di un loro prossimo utilizzo nel Mare del Nord e nel Mar Baltico.

L'utilizzo di un materiale innovativo come le fibre di carbonio nella fabbricazione delle pale e l'introduzione di altri accorgimenti e concetti di recentissima acquisizione hanno portato alla realizzazione di aerogeneratori di maggiore potenza e minor peso al fine di ridurre al contempo i costi e le sollecitazioni sulla struttura; per esempio, la configurazione a trasmissione diretta, senza il moltiplicatore di giri, viene valutata attentamente in termini di aumento di affidabilità e riduzione del costo dell'energia prodotta. L'adozione di nuovi materiali e il rinforzo dei componenti principali come pale, mozzo e moltiplicatore di giri, con le conseguenti variazioni progettuali nella torre e fondazioni in seguito al mutato profilo dei carichi, costituisce un ulteriore tema di ricerca.

Anche nel campo della modellistica, si conducono molteplici attività per l'individuazione di nuove aree idonee al loro sfruttamento, soprattutto in ambiente marino e in aree remote, utilizzando dati e immagini satellitari, addivenendo alla stesura di mappe eoliche sempre più dettagliate e affidabili. Si ricorre ancora alla modellistica per prevedere in anticipo il regime di vento, da un minimo di poche ore sino a tre giorni, con il fine di poter fornire ai gestori delle reti elettriche, un'informazione di fondamentale importanza nella regolamentazione dei carichi sulle reti stesse.

5.3.2.4. Tecnologie per lo sfruttamento dell'energia da biomassa

Descrizione e stato dell'arte

Con il termine biomassa, si intende la materia di origine biologica in forma non fossile e, quindi, oltre alle biomassa di origine forestale e ai residui della lavorazione del legno, il termine include le "colture energetiche" (specie vegetali che vengono espressamente coltivate per essere destinate alla produzione di energia), i residui agricoli, gli scarti di lavorazione e gli effluenti delle industrie agroalimentari, le deiezioni animali, la frazione organica dei rifiuti solidi urbani (RSU), i rifiuti domestici in raccolta differenziata, i reflui civili.

I principali settori di utenza per le biomasse sono, nell'ordine, il riscaldamento domestico, la produzione di calore di processo, la produzione di energia elettrica in impianti centralizzati (a partire da residui agroindustriali, rifiuti solidi urbani e biogas) e la produzione di biocarburanti liquidi, che rappresentano l'unica fonte rinnovabile in grado di sostituire direttamente benzina e gasolio.

Dal punto di vista tecnologico e industriale i processi maturi per la valorizzazione energetica della biomassa utilizzati in dimensioni significative in Italia sono:

- la combustione diretta della biomassa tal quale;
- la produzione di biogas da fermentazione anaerobica di reflui zootecnici, civili o agroindustriali.
- la trasformazione in biocombustibili liquidi (argomento trattato nel capitolo 7)

La combustione diretta. In Italia, la combustione diretta della biomassa viene impiegata sia per la produzione di calore (usi residenziali e industriali), sia per la produzione di energia elettrica.

Per quanto riguarda il calore, a seconda delle taglie, si utilizzano tecnologie di tipo diverso. Per gli usi per il riscaldamento residenziale, stimati tra i 3 e i 6 Mtep si passa da stufe e termocamini (10-15 kW), alle caldaie domestiche (20-150 kW) fino alle caldaie industriali o per il teleriscaldamento (decine di MW).

Oltre la taglia un altro parametro vincolante della tecnologia è costituito dalla pezzatura del combustibile: la legna da ardere a pezzi si utilizza in stufe, camini e piccole caldaie, la legna sminuzzata (cippato) in caldaie a griglia mobile ad alimentazione meccanica, mentre il legno polverizzato, essiccato e ricompattato in pastiglie (pellet), è valorizzato in stufe e caldaie ad alto grado di automazione.

Poiché la combustione dei biocombustibili è un processo molto complesso che passa attraverso diverse fasi (essiccazione, pirolisi, gassificazione e ossidazione) che si susseguono nel tempo e nello spazio e dipendono fortemente dalla pezzatura e dall'umidità del materiale, il progresso tecnologico dei dispositivi di combustione si è rivolto alla ricerca di soluzioni costruttive che garantissero anche ai piccoli impianti prestazioni accettabili sia energeticamente (alti rendimenti termici) che ambientalmente (basse emissioni).

In particolare sono stati sviluppati sistemi a fiamma rovescia per le caldaie a pezzi con immissione di aria secondaria e camera di post-combustione, applicazione della sonda lambda (che misura on-line il contenuto di ossigeno nei gas di combustione) per la regolazione indipendente dell'aria primaria e secondaria e sistemi integrati edificio-impianto per regolarizzare il processo e ridurre i transitori di combustione.

In zone montane non metanizzate il teleriscaldamento costituisce un'interessante soluzione per la valorizzazione della biomassa locale. In Italia sono operativi più di 20 impianti situati principalmente al Nord a servizio di migliaia di utenze residenziali.

Per quanto riguarda il settore industriale, vengono utilizzate caldaie per la valorizzazione di diversi residui di processo combustibili al fine di produrre vapore da utilizzare direttamente o in cogenerazione.

La produzione di elettricità da *combustione diretta* delle biomasse, sia componente biogenica degli RSU che colture e residui agroindustriali, si è attestata nel 2005 a circa 5 TWhe di cui 3,3 TWhe in cogenerazione. Le tecnologie principali utilizzate a questo scopo si basano su cicli Rankine a vapore con caldaie a griglia mobile e sistemi di abbattimento dei fumi. Le potenze installate si attestano in genere intorno ai 10 MW per limitare le problematiche di approvvigionamento del materiale; i rendimenti elettrici di generazione sono limitati e si attestano intorno al 18-20%.

Sono invece operativi impianti di termovalorizzazione dei rifiuti, in particolare Brescia e Milano, con potenze di 50-60 MW e con rendimenti più elevati.

Per gli impianti molto piccoli (1-2 MW) è stata sviluppata la tecnologia del ciclo Rankine a fluido organico che, non richiedendo la presenza continua di personale specializzato per la conduzione, ha il vantaggio di avere bassi costi di esercizio anche se con rendimenti elettrici del 15-18%. Per potenze elettriche ancora minori (da 1 a 10 kW) sono in sviluppo impianti a ciclo Stirling nel quale il fluido termico è scaldato esternamente dalla caldaia a biomassa.

Un'altra soluzione tecnologica, utilizzata nei Paesi dove una quota rilevante dell'elettricità è prodotta da carbone, si basa sulla co-combustione delle biomasse con i combustibili solidi tradizionali. Questa soluzione, alimentando fino al 10-15% di biomasse in centrali di grande taglia a carbone, permette di superare le problematiche delle limitate disponibilità locali di biocombustibili, di aumentare i rendimenti elettrici di conversione (tipicamente 35-37%) e ridurre le emissioni dell'impianto tradizionale.

La digestione anaerobica. In questa soluzione tecnologica le biomasse umide vengono attaccate da colonie batteriche che in mancanza di ossigeno (condizioni anaerobiche) producono un biogas costituito per il 45-55% da metano.

Questo fenomeno avviene naturalmente nelle discariche dove il biogas è captato e utilizzato in motori a combustione interna per produrre energia elettrica. Nel 2005 erano operativi presso le discariche Italiane 240 MW di motori che hanno prodotto circa 1,2 TWhe.

La fermentazione anaerobica può essere applicata anche alla digestione dei residui zootecnici. Negli ultimi anni sono state sviluppate tecnologie che permettono la co-digestione di reflui zootecnici e di scarti di colture agronomiche e agroindustriali; in questo modo la produzione di biogas degli impianti aumenta notevolmente migliorando l'interesse economico legato a questo processo.

Esistono poi altre tecnologie ad un livello di maturità tecnologica minore e ancora in fase di sviluppo: la gassificazione termica e la pirolisi.

La *gassificazione* per via termica della biomassa consiste nella combustione parziale del combustibile per produrre una miscela gassosa composta prevalentemente da CO e limitate percentuali di idrogeno e idrocarburi che può essere utilizzata in motori a combustione interna per produrre energia elettrica.

Questa tecnologia, che ha avuto un ruolo importante prima e durante la seconda guerra mondiale, oggi si presenta di scarsa applicazione in Italia essenzialmente per le problematiche legate all'esercizio degli impianti e alla purificazione del gas prodotto.

La *pirolisi* è un processo termico di degradazione della biomassa che avviene in assenza di aria e permette di ottenere un gas con maggiori percentuali di idrogeno rispetto al syngas di gassificazione e che può essere utilizzato per produrre combustibili liquidi per via di sintesi. Questa tecnologia presenta ancora diverse problematiche da risolvere, ma ha notevoli potenzialità applicative.

Potenziale di sviluppo e barriere alla diffusione della tecnologia in Italia

La biomassa, grazie alla possibilità di essere accumulata, può essere considerata una fonte energetica del tutto programmabile, a differenza dell'eolico e del solare.

Tuttavia le potenzialità di sfruttamento di questa importante fonte di energia sono legati ai limiti della nostra agricoltura, agli spazi disponibili, alla frammentazione delle proprietà che impediscono di applicare schemi produttivi più efficaci e rendere la biomassa prodotta in Italia competitiva con quella importata.

Restano allora i dubbi sulla opportunità di applicare defiscalizzazione e certificati verdi a prodotti importati, quindi senza ricadute positive sulla nostra economia, da paesi che spesso non garantiscono il rispetto delle norme ambientali.

Per quanto riguarda lo sfruttamento energetico del biogas delle discariche questo si limita alla sola produzione di energia elettrica, mancando utenze calore facilmente servibili.

Hanno una maggiore potenzialità gli impianti di digestione anaerobica alimentati sia da liquami zootecnici, che da altri materiali vegetali di scarto e dalla frazione organica dei rifiuti urbani, localizzati vicino a possibili utenze del calore recuperato dai motori operanti in configurazione cogenerativa.

L'interesse economico di questi impianti è legato da una parte al servizio di trattamento dei rifiuti agricoli ed agroindustriali che essi svolgono, dall'altro ai minori costi specifici di impianto e gestione rispetto alla realizzazione di un piccolo impianto per i soli reflui zootecnici.

Per quanto riguarda la produzione elettrica per combustione diretta, gli impianti, per problematiche legate alla reperibilità del combustibili, hanno dimensioni relativamente piccole (10-40MW) e conseguentemente rendimenti elettrici minori (18-20%) rispetto alle centrali termoelettriche tradizionali.

Le centrali realizzate nell'ultimo decennio in Italia, sotto lo stimolo della normativa sui certificati verdi, hanno tutte difficoltà a reperire materiale nel territorio a prezzi competitivi e spesso debbono ricorrere alle importazioni. È prevedibile che una volta finito il periodo di accesso a certificati verdi questi impianti verranno chiusi.

La barriera è quindi economica costituita dalla disponibilità del materiale da ardere a basso costo e dai dubbi di incentivare tale fonte qualora si dovesse contare prevalentemente su materiale importato per incapacità o impossibilità di sviluppare filiere produttive nazionali.

Quanto all'uso delle biomasse per produzione di calore, in Italia il riscaldamento nel settore civile è tassato con accise molto più elevate che negli altri paesi, ne consegue che dal punto di vista economico è il Paese con il maggior interesse ad introdurre le biomasse nel riscaldamento civile.

Considerato che una caldaia a legna moderna garantisce rendimenti attorno al 80% mentre una centrale termoelettrica a biomassa ha rendimento meno della metà di quello di un ciclo combinato a gas, se ne deduce che un kg di legna usato per il riscaldamento domestico risparmia una quantità doppia di metano che se fosse usato per produrre elettricità.

L'uso della legna per il riscaldamento domestico è risultato, da indagini a campione, molto maggiore rispetto a quello indicato dai dati ufficiali Istat; questo a causa di una forte presenza di autoproduzione e di commercializzazione in nero.

La barriera all'ulteriore espansione dell'uso delle biomasse è perciò costituita dalla mancanza di un mercato garantito, quindi ufficiale, del materiale da ardere.

A questa crisi si può rispondere con due modalità:

- chi già usa legna con apparati del tutto inefficienti dovrebbe ridurre i suoi consumi usando caldaie più efficienti ma più costose;
- aumentare la produzione di legna dalla gestione dei boschi o da colture dedicate.

Ricerca e sviluppo e prospettive tecnologiche

Numerose sono le università, gli istituti di ricerca e le industrie impegnati con diversi obiettivi nello sviluppo delle tecnologie legate alla gassificazione.

La ricerca è soprattutto focalizzata sullo sviluppo del gassificatore propriamente detto e quindi sullo studio del relativo processo termochimico usando differenti tipi di biomassa, ma anche sulle soluzioni impiantistiche per le sezioni di depurazione e pulizia del gas prodotto. Nell'ambito degli impianti a letto fisso una soluzione impiantistica innovativa è quella proposta dalla Università danese DTU che ha messo a punto un gassificatore a due stadi denominato Viking, dove viene separata la fase di pirolisi e di gassificazione vera ottenendo una produzione di gas con bassissimo contenuto di tar.

Per quanto riguarda la ricerca nella tecnologia di depurazione del gas vera e propria, bisogna dire che, anche se la depurazione a umido del gas è completamente messa a punto e affidabile avendo dimostrato la sua efficacia in diversi impianti sperimentali, problemi rimangono per la pulizia e lo smaltimento dell'acqua di processo.

5.3.2.5 Valutazione di sintesi

Come già fatto per le stime relative ai possibili incrementi di efficienza nelle tecnologie di uso finale (par. 5.3.1), anche nel caso delle valutazioni relative alle prospettive di sviluppo delle tecnologie rinnovabili le valutazioni di tipo prettamente tecnologico contenute nel presente paragrafo possono essere utilmente confrontate con i risultati degli scenari presentati nei paragrafi 5.1 e 5.2, in particolare con gli scenari caratterizzati tra le altre cose da misure volte alla promozione delle fonti rinnovabili.

Anche in questo caso, il principale elemento che emerge dal confronto è la sostanziale concordanza delle due valutazioni. In sostanza, entrambe portano a ritenere che la fonte eolica on-shore possa nel medio periodo svilupparsi ampiamente, fino a raggiungere il potenziale disponibile. Più incerte sono le valutazioni sull'off-shore, tecnologia comunque non lontana dalla competitività.

Il fotovoltaico è invece ancora in una fase di intensa attività di ricerca, con prospettive di riduzione dei costi molto significative nel lungo periodo, per cui lo sviluppo della tecnologia richiede incentivazioni specifiche, che non la mettano in competizione con altre tecnologie che sono a un diverso grado di sviluppo.

Infine, per le biomasse, un elemento chiave che emerge da entrambe le analisi è quello dei problemi di reperibilità della materia prima, che costituiscono un forte ostacolo allo sviluppo del suo utilizzo nel paese.

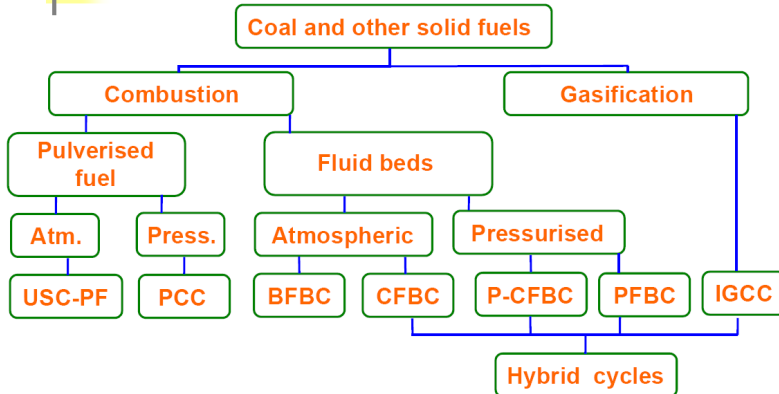
5.3.3 Prospettive delle tecnologie innovative per la generazione elettrica con combustibili tradizionali

L'utilizzo dei combustibili fossili nella generazione elettrica nazionale è una necessità imprescindibile per poter mantenere il sistema economico italiano a livelli competitivi con quelli delle altre economie sviluppate. Il parco delle centrali termoelettriche esistenti vede la contemporanea presenza di impianti più recenti accanto ad impianti più datati. I primi rappresentano lo stato dell'arte della tecnologia, sugli altri è in genere possibile intervenire con progetti di repowering e/o refurbishment finalizzati sia all'aumento della potenza complessiva che al miglioramento delle prestazioni, con interventi più o meno drastici.

Le migliori tecnologie commercialmente disponibili, sia in impianti in esercizio che in fase costruzione, per la generazione di energia elettrica a partire da combustibili fossili, sono rappresentate da impianti a ciclo combinato a gas naturale (NGCC), impianti a vapore supercritici alimentati a carbone (SC e USC), impianti a caldaia a letto fluido atmosferico (FBC) o pressurizzato (PFBC). A livello pre-commerciale possono essere considerati gli impianti basati sulla gassificazione del carbone integrata con un ciclo combinato gas-vapore (IGCC) anche se

questa tecnologia vanta un certo successo nell'opzione con alimentazione a tar residui della lavorazione petrolchimica di base.

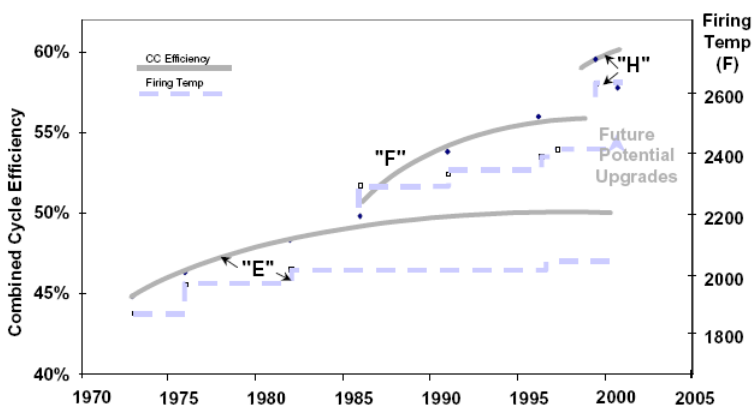
Figura 5.61 – Tecnologie per impianti a carbone



Tutte queste tecnologie o famiglie di impianti hanno un diverso grado di maturità ed hanno avuto nel recente passato una continua evoluzione verso prestazioni ambientali, energetiche ed economiche via via migliorate. L'esperienza dell'evoluzione nel tempo e i limiti tecnologici fanno prevedere che la tendenza ad una lenta ma continua evoluzione verso efficienze più elevate continuerà anche nel prossimo futuro, con conseguenti minori consumi di combustibile ed in genere di risorse naturali ai quali si accompagnano minori emissioni di anidride carbonica (CO2) a parità di produzione di energia elettrica. Anche un maggior ricorso ad impianti di cogenerazione, che producono energia elettrica e calore con un migliore rendimento complessivo rispetto al caso della produzione separata, può contribuire alla riduzione delle emissioni clima-alteranti. In generale comunque non si prevedono per il futuro più prossimo forti discontinuità nell'evoluzione delle tecnologie.

In questo senso è significativo l'esempio che si è avuto nell'evoluzione delle prestazioni delle turbine a gas (che è un componente recente con sviluppo più rapido) e delle prestazioni dei cicli combinati a gas naturale.

Figura 5.62 - Evoluzione delle turbogas e dei cicli combinati



Fonte: GE

Un esame più dettagliato delle tecnologie, delle prestazioni attuali e delle prospettive attualmente prevedibili per il prossimo futuro può essere eseguito esaminando sia pure in linee generali le diverse tipologie di impianti con prestazioni attuali e future (NGCC, USC e IGCC in primis).

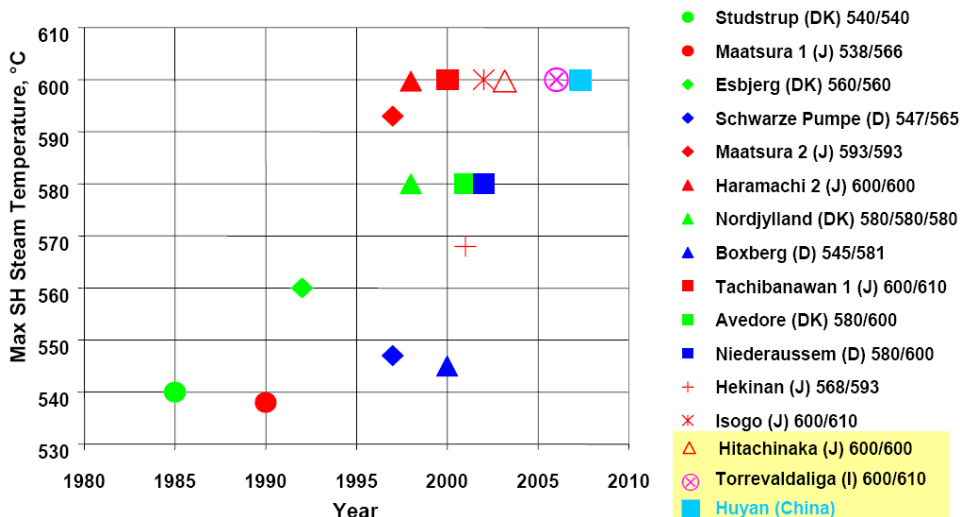
Gli impianti NGCC prevedono l'utilizzo contemporaneo delle tecnologie degli impianti a vapore e di quelle dei turbogas alimentati a gas naturale in un unico impianto di potenza noto appunto come ciclo combinato. La finalità è quella di utilizzare i fumi scaricati dal turbogas ad alta temperatura per generare il vapore da espandere nella turbina di un ciclo a vapore. Alla caldaia tradizionale viene dunque sostituita una "caldaia a recupero", progettata per sfruttare

al massimo il contenuto entalpico dei gas di scarico. La configurazione più semplice consiste nel ciclo combinato ad un livello di pressione, in cui la caldaia a recupero utilizza i fumi per preriscaldare, far evaporare e surriscaldare l'acqua in ingresso. Questa soluzione, che già permette un netto incremento di rendimento rispetto ad un ciclo a vapore tradizionale, può essere notevolmente migliorata. In primo luogo è possibile aumentare il numero di livelli di pressione nella caldaia a recupero, generalmente fino a tre. In questo modo si sfrutta in una maniera migliore dal punto di vista energetico e di scambio termico il calore posseduto dai fumi, aumentando però la complessità e l'ingombro della caldaia. L'aumento del rendimento dei cicli combinati a gas naturale è dovuto prevalentemente alle migliori prestazioni delle turbine a gas. In particolare il perfezionamento dei materiali e dei sistemi di raffreddamento dei primi stadi delle palette ha consentito un costante incremento della temperatura di ingresso dei gas in turbina (TIT, Turbine Inlet Temperature) fino a valori, caratteristici di gruppi turbogas più recenti (classe H), di circa 1400°C. In parallelo i corrispondenti rendimenti in ciclo combinato sono oramai prossimi al 60%. Ulteriori incrementi possono derivare da progressi della ricerca nel campo dei materiali. In particolare l'introduzione di materiali ceramici avanzati per la realizzazione di palette non raffreddate negli stadi statorici e rotorici delle turbine consentirebbe un ulteriore balzo verso temperature più elevate. A titolo di esempio nell'ambito dei programmi di R&S coordinati dall'agenzia nazionale giapponese NEDO, si stanno studiando soluzioni con turbine a gas caratterizzate da temperature di ingresso di circa 1700°C e cicli combinati con rendimenti dell'ordine del 70%. La tendenza generale va verso TIT via via più elevate con un incremento delle prestazioni delle diverse tecnologie nel medio e lungo termine come riportato nella figura precedente. Un'altra pratica diffusa per l'aumento di efficienza è il risurriscaldamento del vapore uscente dallo stadio di alta pressione. Questo, dopo aver espanso nei primi stadi di turbina viene riconvolgiato verso la caldaia a recupero dove raggiunge valori di temperatura simili a quelli iniziali, viene dunque miscelato con il vapore del livello di media e con questo entra nuovamente in turbina. Di fatto la stragrande maggioranza dei cicli combinati di grossa taglia ha uno schema a tre livelli di pressione con due risurriscaldamenti, che permette di raggiungere efficienze attorno al 58%.

Gli impianti a carbone SC e USC sono impianti a vapore avanzati che operano con combustione di polverino di carbone per produrre in caldaia vapore surriscaldato caratterizzato da valori di pressione e temperatura superiori a quelli relativi al punto critico del vapore. Le prime applicazioni di tali sistemi risalgono ai primi anni '60 e operavano con pressioni leggermente superiori al valore critico (220 bar). Nei decenni successivi la tecnologia supercritica è stata gradualmente abbandonata a causa di numerosi problemi tecnici ed economici e si è fatto ritorno ai tradizionali impianti subcritici, caratterizzati da efficienze minori ma da costi inferiori e da una tecnologia ampiamente consolidata e affidabile. Soltanto negli ultimi decenni, invece, la sempre più pressante necessità di ridurre le emissioni e i notevoli sviluppi nel campo dei materiali, hanno consentito la messa a punto dei cosiddetti impianti a vapore ultrasupercritici, funzionanti a pressioni e temperature decisamente superiori a quelle adottate negli impianti convenzionali. In questi impianti la pressione a cui è portato il liquido prima di essere immesso in caldaia, prossima ai 300 bar, è superiore alla pressione critica dell'acqua. In queste condizioni, mano a mano che viene ceduto calore all'acqua, non si assiste ad una vera e propria evaporazione, ma piuttosto ad una transizione di fase continua, caratterizzata da una lenta espansione delle molecole dell'acqua. La caldaia dei cicli USC è quindi diversa da una caldaia tradizionale, in quanto non presenta i corpi cilindrici ma è invece costituita da un tubo attraversato dall'acqua con una circolazione forzata, necessaria in quanto a queste pressioni la densità dell'acqua e del vapore sono molto simili.

Livelli di pressione e di temperatura (prossimi ai 600 °C) così elevati, se da una parte richiedono l'impiego di materiali d'avanguardia caratterizzati da una resistenza strutturale adeguata, dall'altra permettono di ottenere valori di efficienza prossimi al 45%.

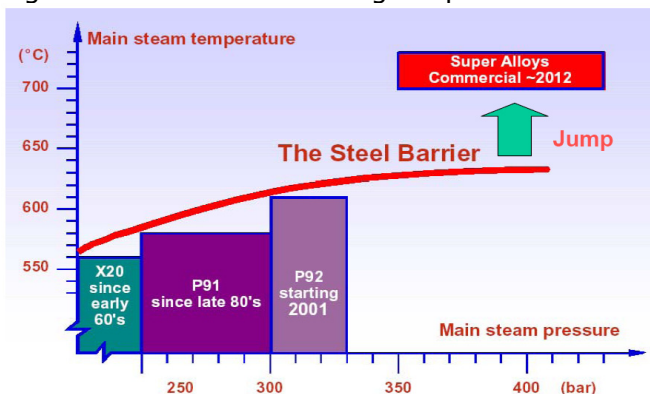
Figura 5.63 – Evoluzione degli impianti USC



Fonte: Power Clean Thematic Network, 2004

L'obiettivo prefissato per il prossimo futuro è quello di raggiungere efficienze di conversione dell'ordine del 50%, utilizzando leghe a base di nichel per la realizzazione dei componenti soggetti alle temperature maggiori, che verrebbero incrementate fino a 700°C. Per raggiungere tale obiettivo esistono a livello mondiale diversi progetti ambiziosi, finalizzati allo sviluppo di impianti ultrasupercritici a polverino di carbone caratterizzati da elevate prestazioni e ridotto impatto ambientale. Un esempio in questo senso è fornito dal progetto AD700 (Advanced 700°C Pulverized Coal-Fired Power Plant) al quale prendono parte numerose aziende europee con l'obiettivo dichiarato di incrementare la temperatura massima del ciclo fino a 700°C e la pressione a 375 bar, con un corrispondente aumento dell'efficienza dell'impianto fino al 50÷55% su taglia commerciale compresa tra 400 e 1000 MWe. È comunque evidente che su questa strada i limiti tecnologici dei materiali ed economici, dovuti anche alle grandi dimensioni delle caldaie, difficilmente consentiranno ulteriori futuri avanzamenti.

Figura 5.64 - Evoluzione degli impianti USC



Fonte: PowerClean Thematic Network

Gli IGCC sono impianti che producono energia elettrica integrando un complesso impianto chimico di produzione gas combustibile con un ciclo combinato, caratterizzato dalla presenza di turbine a gas e a vapore. Il carbone, miscelato con ceneri e acqua provenienti dall'impianto, viene polverizzato e da origine al "water slurry", ovvero alla miscela di carbone e acqua, solida per il 60 %, che viene inviata al gassificatore. Qui, alla pressione di 40 bar e alla temperatura di oltre 1000°C avviene un'ossidazione parziale con ossigeno, che dà origine ad un gas di sintesi costituito principalmente da CO, H₂ e CO₂ e vapore. La quantità di ossigeno necessaria, prodotta per frazionamento dell'aria in una apposita unità (ASU), è regolata in maniera da raggiungere la corretta temperatura di gassificazione. Con le condizioni corrette di temperature e pressione la gassificazione di una quota variabile tra il 90 ed il 99 % del carbone contenuto nella miscela avviene in pochi secondi. Il gas prodotto contiene diverse impurità di varia

natura, sia solide (particolato) che gassose, che devono essere eliminate prima del suo utilizzo nella turbina a gas.

Il processo di pulizia del gas grezzo (gas cleaning) comprende più fasi e può essere eseguito a freddo o, in prospettiva tutto a caldo. Infatti il processo a caldo consentirebbe maggiori rendimenti complessivi del ciclo, dato che l'energia termica dei syngas rappresenta una quota significativa della sua energia chimica e che gli scambi termici comportano sempre una perdita potenziale di rendimento.

Nel processo a freddo i gas vengono raffreddati mediante contatto diretto con acqua (water quench) in un'opportuna camera di raffreddamento, che è mantenuta alla medesima pressione del gassificatore oppure attraverso opportuni scambiatori dove viene prodotto vapore ad alta pressione. Al termine di questa sezione i gas sono trattati con acqua calda per la rimozione del particolato fine.

In ambedue i casi il gas viene infine raffreddato fino a circa 38°C con ulteriori recuperi di calore. Gli ultimi trattamenti consistono essenzialmente nella separazione dei solfuri e, eventualmente, della CO₂. Il syngas prodotto dal processo di gassificazione presenta un potere calorifico da 4 a 8 volte inferiore rispetto a quello del gas naturale. Il gas di sintesi va inoltre depurato prima di essere introdotto nel turbogas, al fine di eliminare i componenti solforosi, il particolato, ed in generale per soddisfare le particolari esigenze del turbogas.

I processi di rimozione dei composti indesiderati stanno alla base dell'ottimo impatto ambientale che caratterizza gli impianti IGCC. Vengono utilizzate le tecnologie di rimozione dei gas acidi e dei solfuri consolidate, in quanto usate per anni dall'industria chimica. Nel corso degli ultimi anni gli impianti IGCC hanno dimostrato la capacità di soddisfare la domanda odierna di energia attraverso una combinazione di alte prestazioni ambientali, costi competitivi dell'elettricità, e grande flessibilità nell'uso dei combustibili. Quella dell'IGCC è la tecnologia più pulita tra quelle che utilizzano combustibili solidi. Si misurano per questi impianti emissioni di NO_x tra i 20 e i 25 ppmvd al 15% di O₂. La maggior parte dei moderni turbogas per cicli IGCC sono configurati per lavorare con diverse miscele di gas naturale e di syngas. In particolare per le fasi di avviamento e fermata è richiesta la combustione di combustibile tradizionale, mentre nelle altre condizioni, in base alla quantità di syngas disponibile, l'unità è pronta ad operare in condizioni miste di funzionamento, dal solo combustibile convenzionale, al co-firing (in percentuali definite) fino all'utilizzo di solo syngas. Da un punto di vista economico, il costo dell'investimento per un impianto IGCC è andato riducendosi negli ultimi anni, assestandosi al momento attorno ai 1400 €/kW per effetto degli sviluppi tecnologici nel campo dei turbogas e della gassificazione. Ancor più giustificata, da un punto di vista economico, è la combinazione di questa tipologia di impianti in contesti industriali come le raffinerie, in cui molti residui solidi (TAR) provenienti dai processi di raffinazione del petrolio vengono utilizzati per dare origine al combustibile da gassificare.

Nell'esaminare le prestazioni degli impianti termoelettrici basati su combustibili fossili non può essere trascurata anche la funzione che tali impianti sono chiamati ad assolvere nel sistema elettrico. Uno degli aspetti fondamentali riguarda la capacità di adattamento degli impianti a produrre nell'arco del tempo (in un orizzonte che può variare dal giorno, al mese all'anno) quantità di energia elettrica come da richiesta dell'utenza. In effetti gli impianti termoelettrici hanno diverse possibilità di regolare la potenza elettrica prodotta. Gli impianti molto rigidi, con scarsa o nulla possibilità di modulare la potenza, sono caratterizzati in genere da lunghi tempi di avviamento e fermata e vengono adibiti ad assicurare il carico di base. Tipicamente lavorano ventiquattro ore su ventiquattro, tutti i giorni dell'anno, salvo alcune fermate rese obbligatorie da esigenze di manutenzione (impianti a vapore di grossa taglia con caldaie tradizionali). Altri impianti possono invece essere fermati nei fine settimana ed hanno una maggiore capacità di regolazione, sia pure con qualche penalità nel rendimento. Infine altri impianti sono adibiti prevalentemente ad assicurare il carico di punta e sono caratterizzati da una modulazione della potenza più marcata e/o da arresti e riavviamenti più frequenti, effettuati in tempi più rapidi e con minori ricadute negative sugli stress termici e meccanici delle macchine.

Tutto ciò va sotto il termine di "flessibilizzazione" della potenza elettrica prodotta dagli impianti, che è oggi una esigenza molto sentita. In un prossimo futuro questa si rivelerà sempre più stringente, infatti in un contesto in cui la frazione di potenza elettrica proveniente da fonti rinnovabili e da generazione distribuita, tipicamente non programmabili, dovesse rappresentare una percentuale più importante, la funzione di stabilizzazione e regolazione della

rete elettrica sarebbe affidata prevalentemente agli impianti termoelettrici e a quelli idraulici a serbatoio e/o pompaggio.

La flessibilizzazione degli impianti di generazione centralizzata, prevalentemente basati su combustibili tradizionali, diventa quindi anche una condizione necessaria per permettere una maggiore diffusione delle fonti rinnovabili e comunque per valorizzare il loro apporto. D'altra parte le esigenze di flessibilizzazione e di sicurezza della produzione sono in parte in contrasto con quelle di massimizzare il rendimento e in genere sono poco compatibili con impianti molto complessi o basati su tecnologie non sufficientemente collaudate e affidabili.

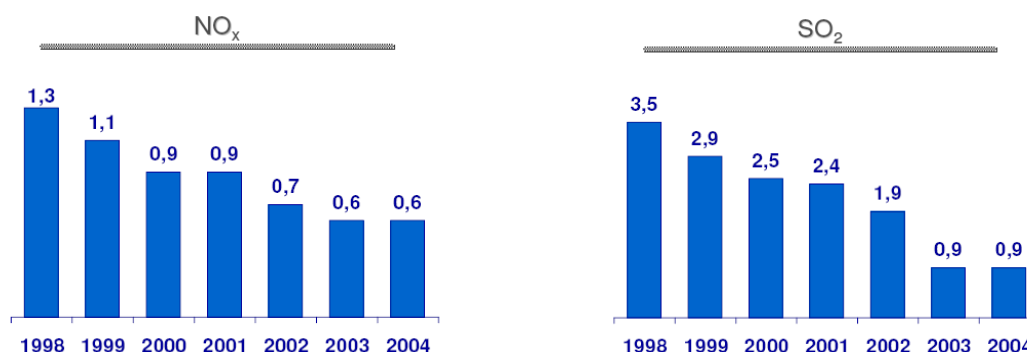
Un altro aspetto non trascurabile è la possibilità di prevedere e programmare esattamente la produzione della potenza elettrica prodotta nel tempo. Ad esempio la potenza elettrica degli impianti NGCC dipende in misura non trascurabile dalle condizioni meteo locali, essenzialmente dalla temperatura ed dall'umidità dell'aria atmosferica, cosa che introduce margini di incertezza.

E' importante ancora sottolineare che la sicurezza e l'affidabilità degli impianti termoelettrici impattano fortemente sul problema più generale della sicurezza del sistema elettrico e sulla continuità della fornitura. La prevenzione dei fenomeni estremi di blackout passa anche attraverso una maggiore sicurezza degli impianti di generazione elettrica, sulla loro capacità di avviarsi in tempi rapidi, anche in condizione critiche di assenza di energia elettrica in rete (blackstart) e sulla riserva di potenza pronta (riserva calda) necessaria per far fronte ad improvvisi ed imprevisti cali di disponibilità di potenza sulla rete elettrica. Chiaramente i soli interventi sulle centrali non bastano, bisogna rafforzare la rete di distribuzione eliminando ove possibile i punti di congestione che fanno da collo di bottiglia.

Le emissioni

Nel campo del **controllo delle emissioni di inquinanti** e più in generale della limitazione degli impatti ambientali, gli sforzi sono stati altrettanto consistenti e i progressi nel recente passato sono stati più rapidi. E' auspicabile e oltremodo probabile che le prestazioni ambientali degli impianti termoelettrici possano continuare a migliorare nel prossimo futuro, in particolare le emissioni dei principali inquinanti (NO_x, SO_x, CO, composti organici volatili, particolato, mercurio e metalli pesanti) sono andate diminuendo grazie al continuo perfezionamento delle tecnologie di controllo sulla formazione degli inquinanti e di trattamento degli effluenti gassosi, liquidi e solidi. Le tecnologie di ambientalizzazione degli impianti termoelettrici sono diverse e dipendono in generale dalla specifica tipologia impiantistica.

Figura 5.65 - Trend storico delle Emissioni in kg/MWh per il parco generazione ENEL

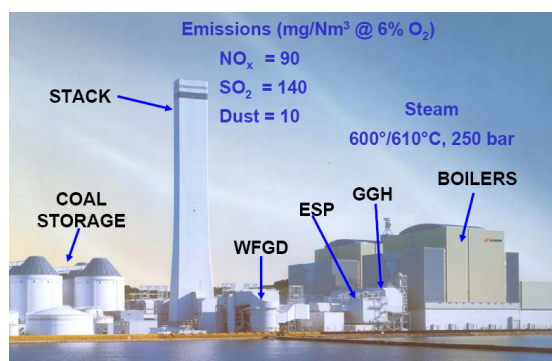


Fonte: ENEL

Per quanto riguarda gli impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale (NGCC), l'unica emissione significativa è rappresentata dagli ossidi di azoto, che vengono limitati mediante il controllo della loro formazione in camera di combustione della turbine a gas (combustori dry-low-NO_x ampiamente diffusi). Attualmente le emissioni di NO_x sono attorno a 25-50 ppm, suscettibili di ulteriori possibili riduzioni nel futuro.

Negli impianti supercritici e ultrasupercritici (SC e USC), si opera con una duplice strategia finalizzata al controllo delle emissioni. Da un lato si adoperano bruciatori progettati in maniera tale da ridurre la formazione degli ossidi di azoto, ossia che si avvalgono di sistemi combustione a stadi, di ricircolo dei gas o di postcombustione. Dall'altro lato si opera con una rimozione delle sostanze inquinanti sui gas effluenti. Per la rimozione del particolato, in uscita lato fumi dal generatore di vapore, si utilizzano in genere precipitatori elettrostatici ESP (a volte coadiuvati e/o sostituiti da filtri a manica). Per l'abbattimento dei composti azotati ci si avvale di sistemi di riduzione selettiva catalitica (SCR) o non catalitica (SNCR), infine per la desolfurazione si utilizzano sistemi ad assorbimento FGD, basati sull'utilizzo di sorbenti chimici (a base di Ca e Mg iniettati come carbonati in caldaia o come ossidi o idrossidi a valle) in sistemi a secco e/o a umido.

Figura 5.66 – Emissioni di impianto USC (best reference plant – Tachibana.Wan 2x1000 MWe)



Sempre nell'ambito del controllo delle emissioni un discorso a parte è quello costituito dalle **emissioni di anidride carbonica**.

Gli impianti di generazione elettrica (da combustibili fossili) non sono gli unici produttori di anidride carbonica (basti pensare agli impianti dell'industria metallurgica, cementifici, vetro, ceramica, al settore dei trasporti etc.) ma rappresentano un settore importante ove un contributo alla riduzione delle emissioni avrebbe un peso non trascurabile nei bilanci globali (il settore elettrico produce circa 1/3 delle oltre 20.000 milioni di tonnellate di CO₂ emesse ogni anno al mondo).

In generale i metodi per ridurre le emissioni di CO₂ degli impianti alimentati con combustibili fossili sono l'aumento dell'efficienza di conversione, l'impiego di biomasse in co-combustione con carbone, l'impiego di miscele di biogas e gas naturale, l'aumento del ricorso a combustibili con minori emissioni specifiche (gas naturale in sostituzione di carbone) e soprattutto la cattura e il sequestro di parte o di tutta la CO₂ prodotta.

La scelta della strategia di riduzione delle emissioni specifiche dipende in larga misura dalle caratteristiche del sistema di generazione esistente, dai prezzi dei combustibili e dai costi delle tecnologie disponibili. Da questo punto di vista il sistema Italia ha minori opzioni, in quanto già oggi la generazione di energia elettrica è largamente basata sul gas naturale.

Nella fattispecie la cattura ed il sequestro della CO₂ prodotta dagli impianti termoelettrici, effettuata in misura più o meno completa, è tecnicamente già possibile nei cosiddetti **impianti a emissioni zero** noti come "zero emission" o "near zero emission". La loro realizzazione presuppone profondi cambiamenti sia nei processi che nelle prestazioni degli impianti in termini di efficienza energetica, economici e le tecnologie proposte sono attualmente a differenti stadi maturazione. Si tratta di impianti che consentono una drastica riduzione delle emissioni specifiche, in termini di chilogrammi di CO₂ per kWh elettrico prodotto, non più emessi in atmosfera ma confinati in "serbatoi alternativi". E' un settore che attualmente vede le prime iniziative in fase di progettazione, che rappresenta quindi una sfida rilevante sia in termini di ricerca tecnologica che di risorse necessarie, anche se finora nessun impianto di rilevante potenza è stato realizzato.

I metodi per la cattura sono differenti e possono essere inquadrati sotto le tipologie pre-combustione o post-combustione a seconda che la CO₂ venga catturata dalla miscela di gas combustibili, siano essi gas naturale o gas prodotti da un processo di gassificazione del carbone, o dai gas a valle della combustione.

I metodi per la cattura della CO₂ sono basati su reazioni reversibili, di adsorbimento su sostanze solide, di assorbimento in soluzioni liquide e su membrane aventi permeabilità selettiva ai diversi tipi di gas da separare. In genere la miscela di gas da separare deve essere portata al necessario grado di purezza ed alla temperatura compatibile con il processo di separazione. Solo in casi particolari la CO₂ può essere separata con metodi criogenici. Attualmente quasi tutti i metodi di separazione sono applicabili a temperature prossime all'ambiente. Ovviamente più alta è la concentrazione di CO₂ nella miscela di gas da separare, minore è la quantità di gas da trattare e più agevoli ed economici risultano i processi di separazione.

Le membrane permeabili selettive possono essere applicate anche per il frazionamento dell'aria, necessario in molte tipologie di impianti sia con che senza la cattura della CO₂. Rispetto alla tecnologia attualmente disponibile di tipo criogenico, si spera di ridurre i costi energetici ed economici nella produzione di ossigeno tecnico.

Una volta che la CO₂ è separata dall'impianto di produzione di energia elettrica deve essere compressa e raffreddata fino a portarla allo stato liquido per il successivo trasporto e confinamento definitivo. In genere quindi la cattura della CO₂ comporta costi energetici che peggiorano le prestazioni degli impianti in termini di efficienza e maggiori costi di investimento e di esercizio, rispetto al rilascio in atmosfera.

Tabella 5.8 – Comparazione tecnologie SC, NGCC e IGCC con e senza cattura

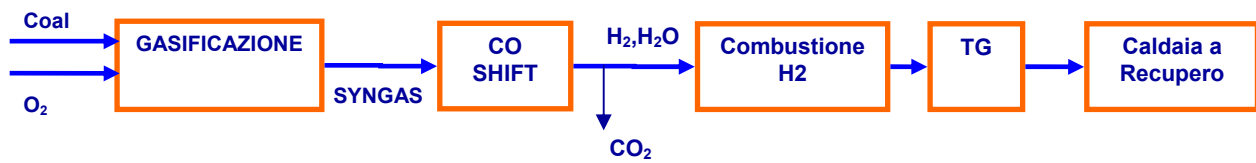
Tipologia impianto	Costo impianto senza cattura CO ₂	Costo impianto con cattura CO ₂	Efficienza senza cattura CO ₂	Efficienza con cattura CO ₂	CO ₂ emessa senza cattura CO ₂	CO ₂ emessa con cattura CO ₂
	€/kW	€/kW	%	%	Kg/MWh	Kg/MWh
SC	1151	1976	41.8	31.4	776	121
NGCC	536	998	55.4	48.2	369	50
IGCC	1395	1881	42.7	35.6	753	92

Fonte: Tzimas e Peteves, Energy (30), 2005

I metodi attualmente più promettenti per la cattura della CO₂ sono applicabili agli impianti IGCC con sistemi precombustione, agli impianti USC e SC con processi di combustione con ossigeno (oxi-fuel o denitrogenazione). Diversi sono poi i metodi applicati a impianti alimentati a gas naturale, sia in pre che post combustione. Di fatto tutte le famiglie di impianti termoelettrici a carbone ed a gas naturale hanno le loro varianti che prevedono la cattura della CO₂.

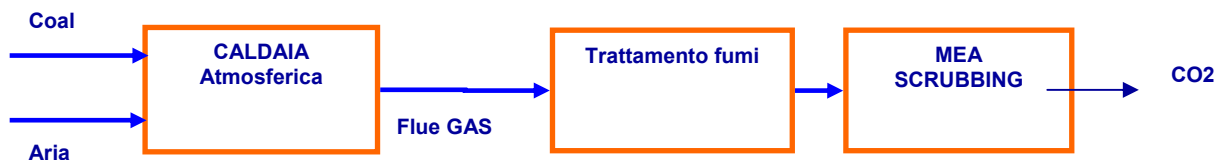
La cattura della CO₂ negli impianti integrati di gassificazione del carbone (IGCC) mediante la sua separazione diretta dal singas, prima della combustione nel TG, è una metodologia già proposta e studiata con riferimento alle tecnologie ed ai processi commercialmente disponibili. Lo schema semplificato di un IGCC equipaggiato con cattura della CO₂ è riportato nella figura 5.67. In pratica si tratta di una variante di un tipico impianto IGCC. In breve, il sistema è costituito da un sistema di produzione dell'ossigeno mediante distillazione frazionata dell'aria, da un sistema di gassificazione del carbone alimentato con ossigeno e vapor d'acqua, dal generatore turbogas e da un generatore di vapore a recupero (GVR) a 3 livelli di pressione con risurriscaldamento che alimenta una turbina a vapore. A tutto questo vengono aggiunti un reattore di shift, che opera facilitando la conversione del CO in CO₂ (con ulteriore produzione di idrogeno), con a valle un ulteriore componente atto alla cattura della CO₂ contenuta nella corrente di singas. Il sistema di cattura si completa con un'unità di rigenerazione del sorbente/solvente che opera l'assorbimento (con la rispettiva spesa energetica non nulla) e con un'unità di essiccamento e pressurizzazione della CO₂. Come detto rimane nella configurazione di impianto il turbogas del ciclo combinato che viene ad essere alimentato però da una corrente molto più concentrata in idrogeno rispetto al caso convenzionale.

Figura 5.67 – Schema di impianto IGCC con cattura della CO2



Per quanto riguarda la tecnologia per gli impianti supercritici (SC) due sono le possibilità per effettuare la cattura della CO2. Un primo approccio prevede di operare con impianti convenzionali con combustione ad aria attraverso sistemi di cattura postcombustione. Si utilizzano solventi liquidi operanti a bassa temperatura con meccanismi simili a quelli utilizzati nella desolforazione (per esempio ammine) sui fumi raffreddati all'uscita dalla caldaia. Il sistema si completa con l'unità di rigenerazione del solvente e con quella di trattamento e pressurizzazione della CO2.

Figura 5.68 – Schema di impianto supercritico con cattura della CO2 per assorbimento sui fumi



Un secondo sistema considera l'utilizzo di ossigeno come comburente (oxyfuel o denitrogenazione) e opera con la semplice condensazione del vapor d'acqua nei fumi raffreddati all'uscita dalla caldaia. Le portate in gioco sono notevolmente ridotte dall'assenza dell'azoto nei fumi, le unità di trattamento fumi sono quindi ridimensionate rispetto al caso di alimentazione ad aria comburente. La concentrazione della CO2 a valle è abbastanza elevata (85%) tale da essere inviata, previo trattamento, all'unità di essiccamento e pressurizzazione fino alle pressioni necessarie per lo stoccaggio definitivo (maggiori di 80 bar).

Figura 5.69 – Schema di impianto Oxyfuel SC con separazione della CO2 per condensazione



Cicli ibridi

Nel lungo periodo potrebbero aversi impianti con prestazioni energetiche ed ambientali decisamente superiori se venissero risolti i problemi che ancora impediscono la diffusione delle fuel cell ad alta temperatura su impianti di grande potenza. Sono infatti allo studio diverse tipologie di impianti che integrano **celle a combustibile** ad ossidi solidi (SOFC) o a carbonati fusi (MCFC) in impianti di potenza complessi, comprendenti ad esempio processi di gassificazione del carbone e cicli combinati gas-vapore, il tutto per produrre di energia elettrica e di idrogeno con la cattura della CO2. Grazie alle performance delle celle a combustibile è possibile, in linea teorica, ottenere prestazioni ambientali e energetiche particolarmente elevate.

L'immagazzinamento della CO2 in siti geologici appare, allo stato attuale, la migliore via possibile per la gestione della CO2 prodotta nella combustione delle fonti fossili nelle grosse centrali termoelettriche, in quanto le alternative (quali l'utilizzo della CO2 in attività industriali, implementazione dei cicli naturali di forestazione e riforestazione, ecc.) appaiono del tutto velleitarie in ragione delle enormi quantità di CO2 in gioco. Circa i 'luoghi' dove immagazzinare la CO2 vi sono diverse opzioni possibili: ad oggi sembra decisamente prevalere l'ipotesi di stoccaggio nel sottosuolo terrestre o in sedimenti marini in mari profondi.

Il confinamento permanente della CO2 può tecnicamente avvenire o in pozzi esauriti di gas naturale o petrolio oppure nei cosiddetti acquiferi salini profondi (zone geologicamente stabili con presenza di acqua e sali disciolti nel sottosuolo a grande profondità) stabili e non in comunicazione con le acque superficiali.

Tra le tecniche per l'immagazzinamento della CO2 è necessario citare anche l'EOR (Enhanced Oil Recovery), che prevede l'immissione di CO2 nei giacimenti di petrolio, per poterli sfruttare al massimo ed aumentarne la produzione, l'EGR (Enhanced Gas Recovery, come sopra per i giacimenti di gas naturale) e l'ECMB (Enhanced Coal Bed Methane, che prevede l'immissione di CO2 su giacimenti di carbone profondi, non passibili di una coltivazione diretta, per poterne ricavare metano). Si tratta di processi produttivi (EOR e EGR già utilizzati su scala industriale) riconducibili alla re-immissione del carbonio nel sottosuolo, tuttavia nel contesto della Carbon Sequestration appaiono come tecnologie 'spurie' senz'altro di interesse ma non proponibili su scala planetaria. Infatti l'esigenza primaria è la sicurezza della confinamento della CO2 su tempi elevatissimi, prevenendo sia il un possibile lento rilascio verso l'atmosfera sia un rilascio più rapido, anche in presenza di eventi sismici, che potrebbe avere serie conseguenze per la sicurezza.

CAPITOLO 6 : RICERCA E COMPETITIVITÀ

CAPITOLO 6 RICERCA E COMPETITIVITÀ

Premessa

Se l'elaborazione di scenari alternativi del sistema energetico rappresenta un passaggio obbligato per un paese che voglia intraprendere uno sviluppo "equilibrato" della sua domanda di energia, non meno rilevante è il senso che tale sviluppo ha per una crescita "sostenibile" di tutto il sistema economico, tanto in termini ambientali quanto in termini dei costi da sopportare. Rispetto a tale percorso di crescita, la valutazione del sistema energetico non può tuttavia prescindere da una valutazione più generale, nella quale la contabilità dei costi e benefici energetici è solo il punto di partenza di un confronto articolato tra i vincoli e le opportunità del sistema produttivo nel suo insieme.

Vale la pena ricordare come nel corso degli ultimi due decenni il contesto in cui si sono dovute misurare le scelte produttive dei diversi paesi sia stato caratterizzato da una crescente globalizzazione della produzione e tassi sempre più elevati di sviluppo tecnologico. La "produzione" di competenze di natura scientifica e tecnologica è così divenuta centrale nella creazione di vantaggi competitivi su cui si è andata ad innestare una "nuova" divisione internazionale del lavoro.

La crescita degli investimenti in ricerca e la sollecitazione di adeguati processi di accumulazione delle conoscenze hanno plasmato un rinnovato modello di crescita industriale, certamente non scontato nelle relazioni sottese, ma sempre più efficace nel discriminare il successo economico dei diversi paesi. Questa visione rispecchia, in particolare, il superamento di una concezione "lineare" dell'investimento in ricerca che si riversa direttamente sull'acquisizione di competenza tecnologica, e assume come significativo il ruolo che in ciascun paese riveste l'insieme complesso di tutte quelle relazioni tra i diversi attori (economici e istituzionali) che contribuiscono a tradurre con diversa efficacia la conoscenza in asset tecnologico per il sistema produttivo¹.

L'esistenza di circuiti virtuosi che integrano gli sforzi profusi nella prime fasi della ricerca, condotta su una determinata tecnologia, con quelli, spesso considerevoli, richiesti nella fase di "deployment" della stessa, come, ad esempio, evidenziato nel Programma Nazionale della Ricerca 2005-2007, ovvero esplicitamente riconosciuto nella strategia di realizzazione di "piattaforme tecnologiche" nazionali su cui giocare la scommessa competitiva puntando a più elevati livelli di sviluppo, conferma, tuttavia, l'importanza essenziale che l'investimento pubblico in ricerca continua ad avere nelle politiche industriali dei maggiori paesi, in molti casi con uno slancio ben superiore a quello dei passati decenni, specialmente con riferimento allo sviluppo delle tecnologie più promettenti ma che non hanno ancora raggiunto lo stadio di commercializzazione. Si tratta di un punto di partenza tanto importante a livello generale, o per meglio dire "sistemico", quanto rilevante a livello di specifici settori di interesse.

Per il settore energetico gli attuali sviluppi della domanda di energia e dei vincoli di natura ambientale ed economica (costi dell'energia) portano senz'altro alla ribalta la necessità di una particolare focalizzazione dell'investimento in ricerca. Per questo motivo la prima parte del presente capitolo, dopo una rassegna delle principali attività e iniziative internazionali di R&S intraprese recentemente, illustra le principali direzioni che caratterizzano gli attuali piani di investimento in ricerca in materia di energia di diverse aggregazioni dei paesi maggiormente industrializzati (OCSE, G7, G5, UE-15 e Italia). Lo scopo di questa parte del capitolo non è tanto quello di fornire un quadro esatto ed esaustivo della situazione di ciascun paese, cosa peraltro resa problematica dalla scarsità, se non assoluta mancanza come accade per il settore privato, di dati sugli investimenti in ricerca energetica, quanto di rendere disponibili una serie di dati e indicazioni sulla struttura del "portafoglio" di R&S che possono aiutare a valutare il legame tra ricerca e sviluppo economico e a individuare le priorità della ricerca sulle tecnologie energetiche fissate nelle principali aree geografiche (Stati Uniti, Giappone, EU e Italia).

La seconda parte del capitolo intende poi recuperare il senso ultimo che l'investimento in ricerca nel settore energetico sta avendo nello sviluppo tecnologico dei maggiori paesi industriali attraverso l'analisi della competitività acquisita nelle tecnologie applicate alla

¹ Per maggiori dettagli vedasi box "Il ruolo della ricerca nello sviluppo delle tecnologie" p. 27.

produzione di energia. Con questa visuale si intende non solo fornire un riscontro dei leader e dei *follower* tecnologici del settore energetico, ma anche riflettere, in senso più ampio, sulle ricadute dirette e indirette che lo sviluppo tecnologico in questo settore può avere in termini di opportunità di crescita del sistema economico. Dal considerare l'immediato riflesso sull'aumento dell'efficienza energetica, di per sé "allentamento" di un vincolo allo sviluppo, l'analisi si concentra infatti sui processi di creazione di nuove competenze tecnologiche, come guida di una strategia energetica più complessa, cioè tale da indurre un uso delle diverse fonti energetiche in base alla specifica padronanza delle diverse tecnologie, ma anche in grado di contribuire allo sviluppo tecnologico di tutto il sistema economico nel suo insieme. Dipendenza energetica e dipendenza tecnologica rappresentano in altri termini due facce di uno stesso vincolo allo sviluppo del Paese. In particolare se la capacità di incidere sulla dipendenza energetica risiede sempre più nell'elaborare opportune soluzioni tecnologiche, l'intento è quello di mostrare che esiste per il Paese il rischio di sviluppare una dipendenza tecnologica secondaria a quella energetica, a meno che le politiche orientate alla ricerca e allo sviluppo tecnologico non assumano un ruolo centrale nell'azione della politica industriale.

6.1 La ricerca scientifica e tecnologica nel settore energetico

6.1.1 Attività e iniziative di R&S in ambito internazionale

Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF)

Il Carbon Sequestration Leadership Forum è un'iniziativa internazionale, cui partecipano 17 Paesi oltre alla Commissione Europea, lanciata dagli USA nel febbraio 2003 nell'ambito del dibattito sul cambiamento climatico.

L'obiettivo principale di questa iniziativa è il miglioramento delle tecnologie di cattura e sequestro del carbonio da conseguire attraverso attività di ricerca e sviluppo, coordinata a livello internazionale e con il forte coinvolgimento dell'industria privata.

Nell'ambito del Forum sono attualmente previsti tre tipi di collaborazione: acquisizione dati, scambio di informazioni e progetti congiunti.

Le attività svolte nell'ambito del CSLF sono coordinate da un "*Policy Group*", incaricato di governare tutti gli aspetti istituzionali e politici dell'iniziativa, e da un Gruppo Tecnico, che ha il compito di monitorare l'andamento delle attività dei progetti di collaborazione e fare raccomandazioni al "*Policy Group*" su eventuali azioni che si dovessero rendere necessarie. I progetti di collaborazione possono essere intrapresi nell'ambito del CSLF una volta che per essi ci sia stata l'autorizzazione da parte del "*Policy Group*" su richiesta del Gruppo Tecnico. ENEA assicura il supporto tecnico specialistico al Ministero dello Sviluppo Economico, membro italiano di CSLF, e rappresenta l'Italia nel Gruppo Tecnico.

I progetti sinora riconosciuti nell'ambito del CSLF e che vedono la partecipazione di operatori italiani sono:

- The CO₂ Capture Project (CCP)

Partecipano a questo progetto internazionale otto delle maggiori società energetiche mondiali (Eni Spa per l'Italia). Il progetto mira alla riduzione delle emissioni associate alla fornitura dell'energia, garantendo il soddisfacimento dei fabbisogni energetici, a livello mondiale, a prezzi competitivi e, nel contempo, salvaguardando l'ambiente.

L'obiettivo principale del progetto è lo sviluppo di nuove tecnologie in grado di ridurre il costo della cattura della CO₂ generata dai processi di combustione e di consentire il suo stoccaggio sicuro nel sottosuolo. Queste tecnologie saranno applicabili alla maggior parte delle fonti di CO₂ – quali impianti di generazione elettrica e altri processi industriali. L'applicazione delle nuove tecnologie consentirà una riduzione significativa dell'impatto ambientale prodotto dall'impiego dei combustibili fossili nella fase di transizione verso un sistema energetico fondato su fonti energetiche più pulite.

- CO₂ GeoNet (Ist. Naz, Oceanografia e Geofisica Sperimentale, Università di Roma)

Il progetto, iniziato nel 2004, è focalizzato sulle opzioni per lo stoccaggio geologico della CO₂ e sulla costituzione di un autorevole gruppo di esperti europei in materia. Tra i principali obiettivi rientrano la formazione di una partnership costituita inizialmente da 13 centri di ricerca europei e da altri esperti nell'area dello stoccaggio geologico della CO₂, l'identificazione delle problematiche, connesse allo stoccaggio geologico di lungo-termine, che richiedono una significativa attività di ricerca e sviluppo e la formulazione di nuovi progetti di ricerca e strumenti idonei a eliminare le attuali carenze di conoscenza.

Questo progetto consentirà di riallineare i programmi nazionali di ricerca e di evitare la duplicazione delle attività di ricerca. Contribuirà, inoltre, alla conoscenza di base necessaria per la selezione dei siti di stoccaggio, le operazioni di iniezione nel sottosuolo, il monitoraggio, la verifica, la sicurezza, la protezione ambientale e gli standard di formazione. Tutti questi contributi avranno un significativo impatto sulle attività future di sequestro e confinamento del carbonio.

Recentemente, sono stati presentati per approvazione del CSLF i seguenti due ulteriori progetti:

- ZECOMIX: Coal gasification for hydrogen and power generation with CO₂ separation (ENEA)
- COHYGEN (Singas da carbone per la produzione di combustibili puliti in particolare idrogeno), sviluppato da SOTACARBO e Ansaldo e finanziato dal MUR nell'ambito della legge 297.

"Partnership Internazionale per la promozione dell'Economia dell'Idrogeno" (IPHE)

L'iniziativa "International Partnership on Hydrogen Economy" è stata costituita a Washington, nel settembre 2003, con l'obiettivo prioritario di favorire la realizzazione, a livello mondiale, di una nuova economia basata sul vettore idrogeno per rispondere alla domanda crescente di energia del mercato e allo stesso tempo ridurre le emissioni di gas serra entro i valori indicati dagli scienziati del clima per evitare possibili disastri ambientali.

Aderiscono alla Partnership, 16 paesi (Australia, Brasile, Canada, Cina, Francia, Germania, Giappone, India, Islanda, Italia, Corea, Norvegia, Nuova Zelanda, Regno Unito, Russia, Stati Uniti) e la Commissione della Unione Europea.

L'Italia, rappresentata dal Ministero per l'Ambiente e la Tutela del Territorio e del Mare, è un paese membro fondatore della partnership e ricopre la posizione di vicepresidenza assieme a Cina, Giappone e Canada. La presidenza è, attualmente, in carico agli Stati Uniti.

La IPHE ricopre un ruolo determinante nella realizzazione di questa nuova economia basata sull'idrogeno. Il vettore idrogeno, infatti, può costituire una valida opzione nei futuri scenari energetici e ambientali di ogni paese. L'idrogeno può essere prodotto da un ampio spettro di fonti energetiche primarie, sia fossili che rinnovabili e presenta grosse potenzialità per il controllo dei cambiamenti climatici, per il miglioramento della qualità dell'aria nelle città e per la razionalizzazione dello sfruttamento delle risorse energetiche di produzione interna e di importazione di ciascun paese. Il vettore idrogeno presenta inoltre un ampio spettro di usi finali nella generazione elettrica centralizzata, nella generazione distribuita di elettricità e calore e nell'autotrazione.

La complessità e la versatilità del vettore energetico idrogeno sia nella fase di produzione che nella fase di impiego, richiede un'ampia condivisione a livello mondiale degli aspetti tecnologici, normativi, economici, strategici e sociali.

I programmi di ricerca e sviluppo e i progetti dimostrativi trovano un supporto dalla integrazione delle risorse e delle esperienze dei vari paesi membri. La discussione e il confronto delle strategie proposte dai paesi membri portano un valido contributo e un efficace sostegno per la definizione e la realizzazione delle strategie specifiche che ogni paese dovrà adattare in base alle proprie condizioni specifiche di disponibilità delle varie tipologie di fonti energetiche.

La diffusione delle conoscenze sul vettore idrogeno presso i governi e le istituzioni a livello centrale e locale rappresenta un fattore chiave per il successo industriale e commerciale.

Anche per gli aspetti tecnico-scientifici e tecnologici, la IPHE svolge una funzione determinante nella realizzazione di questa nuova economia basata sull'idrogeno. Negli ultimi due anni sono stati avviati 23 progetti di collaborazione tra i vari paesi membri con l'obiettivo di realizzare valide sinergie con ottimizzazione delle risorse disponibili.

L'Italia partecipa attivamente a nove progetti IPHE.

Alcuni paesi membri della partnership hanno già inserito l'idrogeno nei piani energetici nazionali dei prossimi decenni e stanno definendo le migliori strategie per la sua realizzazione.

Partnership Globale sulle Bioenergie" (GBEP)

Il Piano d'Azione approvato dal Vertice dei paesi G8+5 (Brasile, Cina, India, Messico, SudAfrica) di Gleneagles nel luglio del 2005, prevede l'avvio di una Partnership Globale sulle Bioenergie, (*"promuoveremo il continuo sviluppo e la commercializzazione delle energie rinnovabili: [...] (d) lanciando una Partnership Globale sulle Bioenergie al fine di sostenere uno sviluppo più ampio ed efficiente delle biomasse e dei biocarburanti, in particolare nei Paesi in via di sviluppo dove l'uso delle biomasse è prevalente, a seguito del Seminario Internazionale sulle Bioenergie di Roma"*).

L'incarico di organizzare la partnership è stato affidato all'Italia, in particolare alla direzione generale per la Ricerca Ambientale e lo Sviluppo del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio. La direzione generale ha svolto una ampia attività istruttoria a livello internazionale per l'identificazione dei contenuti e delle modalità organizzative della partnership, in collaborazione con i Paesi G8, la Commissione Europea, il Brasile, l'India, la Cina, il Messico, il Sud Africa e le Organizzazioni Internazionali (FAO, UNEP, IEA, UNDP, Banca Mondiale, UN Foundation, UNCTAD).

In collaborazione con Itabia (Associazione Italiana delle Biomasse) e l'Imperial College di Londra, è stato predisposto un "Libro Bianco sulle Bioenergie", per fare il punto sulle attività internazionali in corso ed evidenziare le barriere alla diffusione delle bioenergie nel mercato globale dell'energia.

Il Libro Bianco considera con particolare attenzione il rapporto tra produzione di bioenergia e protezione della biodiversità, tra uso energetico delle colture agricole e usi alimentari. Inoltre è stata indagata la complessa relazione tra politiche agricole, energetiche e commerciali nel contesto delle regole del commercio internazionale, al fine di evidenziare le possibili opzioni per sostenere il ruolo dei paesi in via di sviluppo presenti e potenziali produttori di bicombustibili.

Il lancio ufficiale della Partnership è avvenuto a New York l'11 Maggio 2006, durante il segmento ministeriale della Commissione sullo Sviluppo Sostenibile (CSD14), con una cerimonia di firma dei "Terms of Reference" della Partnership. Hanno aderito alla Partnership i Paesi G8, la Cina ed il Messico, la Food and Agricultural Organization (FAO), l'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA), la UN Foundation, l'Associazione degli Industriali Europei in materia di Biomasse (EUBIA). Brasile, India e SudAfrica stanno valutando le modalità della loro adesione.

Le linee di azione della partnership sono mirate a:

- favorire un dialogo politico di alto livello sulle bioenergie, supportando i decisori politici a livello nazionale e regionale oltre che lo sviluppo del mercato;
- sviluppare un uso efficiente e sostenibile delle biomasse e avviare progetti concreti nel campo delle bioenergie;
- promuovere lo scambio di informazioni, le conoscenze e le migliori tecnologie per sviluppare aree potenziali di collaborazione bilaterale e multilaterale;
- facilitare l'integrazione delle bioenergie nei mercati energetici analizzando e superando le barriere esistenti al loro sviluppo;
- agire in qualità di iniziativa cross cutting, lavorando in sinergia con altre rilevanti iniziative, evitando in tal modo duplicazioni.

La Partnership darà attuazione alle indicazioni di Gleneagles attraverso la combinazione della disseminazione delle tecnologie ed il superamento delle barriere fiscali e commerciali alla diffusione delle bioenergie.

Verrà dato ampliamento ai programmi e alle risorse delle istituzioni finanziarie internazionali, con particolare riferimento a Banca Mondiale, GEF, BEI, BERS, per sostenere, tramite finanziamenti a fondo perduto e crediti a lungo termine, i progetti di sviluppo delle bioenergie.

"Partnership Methane to Markets"

La Partnership "Methane to Markets" è stata lanciata al Meeting Ministeriale che ha avuto luogo a Washington, il 16 Novembre 2004; in tale occasione, 14 rappresentanti di governi nazionali hanno aderito all'iniziativa e hanno sottoscritto formali dichiarazioni per la minimizzazione delle emissioni di metano da fonti "chiave"; al riguardo la Partnership considera attualmente quattro sorgenti di emissioni: il settore "Agricoltura"², Miniere di carbone³; Discariche; il settore degli Idrocarburi (petrolio e gas), e sottolinea l'importanza di realizzare progetti per la cattura e l'uso del metano da queste fonti prioritariamente nei paesi in via di sviluppo e in quelli con economie in transizione.

La Partnership rappresenta uno strumento, volontario e non vincolante, di collaborazione internazionale per la promozione di progetti per il recupero e l'utilizzo del metano come una pregiata fonte di energia pulita.

Suo scopo primario è quello di mettere insieme diverse organizzazioni e governi al fine di promuovere lo sviluppo di progetti di recupero e utilizzo del metano. Il settore privato, la comunità della ricerca, le istituzioni finanziarie ed altre organizzazioni governative e non-governative sono incoraggiate a collaborare con i Partner e contribuire all'iniziativa unendosi al Network del progetto⁴.

La realizzazione dei progetti in questione presenta notevoli potenzialità per la riduzione delle emissioni di gas serra, il miglioramento della sicurezza energetica, il rafforzamento della crescita economica, il miglioramento della qualità dell'aria a livello locale e della sicurezza industriale.

Il programma EUREKA

Il programma EUREKA, concepito dal Presidente François Mitterrand, è iniziato nel 1985 con l'Accordo di Hannover. La sua missione consiste nella crescita della competitività dell'industria europea nei settori tecnologici avanzati.

Eureka è basato su un approccio *bottom-up*: i proponenti – Piccole medie imprese, gruppi industriali, enti di ricerca pubblici o privati, università – elaborano proposte di ricerca industriale, che vengono portate avanti con collaborazioni internazionali.

EUREKA è finanziata dai singoli paesi partecipanti – attualmente 37 più la Commissione Europea - ognuno con criteri diversi.

In Italia il finanziamento, in parte a credito agevolato e parte a fondo perduto, fino a un massimo del 75%, è gestito dal Ministero dell'Università e Ricerca (MUR), attraverso il Fondo per le Agevolazioni alla Ricerca e dal Ministero dello Sviluppo Economico, mediante il Fondo per l'Innovazione Tecnologica.

Organismi decisionali ed operativi di EUREKA sono la Conferenza dei Ministri, il Gruppo di Rappresentanti di Alto livello, il Gruppo di Coordinatori nazionali e il Segretariato con sede a Bruxelles.

L'Italia ha ricevuto l'incarico di Presidente di turno di EUREKA per il periodo 01/07/2006 - 30/06/2007.

² Il settore "Agricoltura" è responsabile di oltre il 50% delle emissioni mondiali di metano correlate ad attività umane

³ Le proiezioni indicano incrementi del 25% delle emissioni di metano da miniere carbone al 2020 rispetto al livello 2000

⁴ Informazioni più dettagliate sono reperibili nel sito <http://www.methanetomarkets.org/about>

La fissione nucleare: le nuove generazioni di reattori

Attualmente, sono in operazione nel mondo 442 reattori nucleari per una potenza di 370 GWe (pari a circa 6 volte l'intera potenza elettrica installata in Italia), e con una produzione nel 2005 di 2.626 miliardi di kWh (circa 10 volte la produzione annuale di energia elettrica in Italia), pari a circa il 16% della produzione elettrica mondiale. Tale percentuale si eleva al 25% se si considerano i soli paesi OCSE e a ben il 35% per l'Unione Europea. Inoltre, sono in costruzione nel mondo 28 nuovi reattori per 22.000 MWe; sono in ordinazione o pianificati 62 reattori per 68.000 MWe e sono proposti ulteriori 161 reattori per 120.000 MWe.

Le preoccupazioni ambientali e di sicurezza di approvvigionamento energetico, unitamente alla domanda in forte aumento di energia elettrica (si prevede un raddoppio al 2030) e ai costi via via crescenti dell'energia da fonti fossili, stanno determinando in tutto il mondo un rinnovato interesse per questa tecnologia. Va peraltro notato che, anche negli scorsi anni di stasi negli ordinativi, la potenza effettiva, la capacità produttiva e la vita utile degli impianti nucleari in esercizio sono regolarmente migliorate.

Attualmente, l'energia elettro-nucleare mondiale è prodotta quasi esclusivamente tramite reattori a uranio arricchito e acqua naturale (pressurizzata o bollente), costruiti negli anni Settanta e Ottanta dello scorso secolo (seconda generazione). A fronte delle nuove prospettive di mercato, l'industria elettro-nucleare si sta preparando a fornire nuovi tipi di reattori per far fronte agli ordinativi e alle condizioni al contorno (disponibilità di materie prime, norme per la protezione dell'ambiente e della salute), prevedibili per i prossimi decenni.

La terza generazione comprende, innanzi tutto, i reattori avanzati ad acqua naturale, alcuni già in funzione in Giappone, come l'*Advanced Boiling Water Reactor* (ABWR da 1.400 MWe progettato da General Electric⁵ e Toshiba) altri, come lo *European Pressurized Water Reactor* (EPR da 1.600 MWe fornito dalla franco-tedesca AREVA), in fase di ordinazione⁶. L'americana Westinghouse Electric Company⁷ con il concorso dell'italiana Ansaldo Nucleare, ha applicato la tecnologia passiva all'*Advanced Passive-600* (AP600) e, successivamente, all'AP1000 che risultano essere gli unici impianti a sicurezza passiva approvati dalla Nuclear Regulatory Commission americana. A fine 2006, la Cina ha acquistato da Westinghouse le prime 4 unità di AP1000. Alla progettazione della prima unità partecipa anche l'italiana Ansaldo Nucleare.

Esiste poi una classe di reattori evolutivi rispetto ai precedenti – noti come reattori di Generazione III+ o *International Near Term Deployment (INTD) Reactors* – che si prevede siano disponibili fra il 2010 e il 2015. Fra essi si citano l'*Advanced CANDU Reactor* (ACR), in corso di certificazione in Canada, Cina, Stati Uniti e Regno Unito; i reattori refrigerati a gas ad alta temperatura come il *Pebble Bed Modular Reactor* (PBMR), sviluppato in Sud Africa col supporto di esperti tedeschi e con la collaborazione di BNFL ed il GT-MHR, reattore modulare refrigerato a gas da 100 MWe progettato da General Atomics (Stati Uniti). Una menzione particolare fra i reattori di questa generazione merita lo *International Reactor Innovative & Secure (IRIS)*, sviluppato da un ampio consorzio internazionale guidato da Westinghouse e di cui fanno parte anche università, organizzazioni di ricerca ed imprese italiane. IRIS è un reattore modulare ad acqua pressurizzata da 335 MWe, con circuito primario e generatori di vapore disposti all'interno del contenitore a pressione. Tale peculiarità consente notevoli riduzioni delle dimensioni del sistema di contenimento e, di conseguenza, la possibilità di collocare tali reattori in caverna o nel sottosuolo, un'idea del passato che potrebbe ridiventare attuale in tempi di crescente preoccupazione per gli attacchi terroristici. La certificazione di IRIS da parte degli organi di sicurezza degli Stati Uniti è prevista per il 2010, e la

⁵ Nel novembre 2006 la General Electric (1 miliardo di dollari di fatturato annuo nel nucleare) ha annunciato una alleanza con Hitachi (1,4 miliardi di dollari di fatturato annuo nel nucleare), per costituire due *joint venture*: la prima (80% Hitachi) punta al mercato giapponese; la seconda (60% General Electric) copre il resto del mondo. Il prodotto di riferimento è un reattore ad acqua bollente di III generazione, di dimensioni intermedie (400-500 MWe): lo *Economic Simplified Boiling Water reactor (ESBWR)*. Il primo di questi reattori dovrebbe essere costruito a Port Gibson (Mississippi, USA) per la Entergy.

⁶ Il primo esemplare di EPR entrerà in funzione in Finlandia nel 2010.

⁷ Acquisita dalla giapponese Toshiba a inizio 2006 per ben 5,4 M\$ (cioè cinque volte il prezzo pagato per la medesima società dalla British Nuclear Fuel nel 1999).

commercializzazione potrebbe avvenire nel prossimo decennio. Installazioni modulari multiple potrebbero venire a costare 1.000-1.200 US\$/kW.

In sintesi, caratteristiche tipiche per i reattori di generazione III e III+ sono:

- un progetto standardizzato che abbrevi le procedure di approvazione e riduca i tempi e i costi di costruzione;
- alta disponibilità e lunga vita utile (tipicamente, 60 anni);
- presenza di dispositivi di sicurezza di tipo "intrinseco" o "passivo";
- flessibilità nella composizione del combustibile (uranio naturale ed a vari arricchimenti, miscele uranio-plutonio, quest'ultimo anche proveniente dallo smantellamento di armi nucleari, miscele uranio-torio) e sua alta "utilizzabilità" (burn-up), al fine di distanziare nel tempo le ricariche.

I reattori di quarta generazione, invece, sono ancora allo stadio concettuale. Essi sono oggetto di una iniziativa avviata nel gennaio 2000, allorché dieci Paesi si sono uniti per formare il "Generation IV International Forum" (GIF) col fine di sviluppare i sistemi nucleari di futura generazione, cioè i sistemi che potranno divenire operativi fra 20 o 30 anni, subentrando all'attuale generazione di reattori a neutroni termici refrigerati ad acqua.

I sistemi nucleari di quarta generazione dovranno rispettare i seguenti requisiti:

- sostenibilità, ovvero massimo utilizzo del combustibile e minimizzazione dei rifiuti radioattivi;
- economicità, ovvero basso costo del ciclo di vita dell'impianto e livello di rischio finanziario equivalente a quello di altri impianti energetici;
- sicurezza e affidabilità; in particolare i sistemi di quarta generazione dovranno avere una bassa probabilità di danni gravi al nocciolo del reattore e tollerare anche gravi errori umani; non dovranno, inoltre, richiedere piani di emergenza per la difesa della salute pubblica, non essendoci uno scenario credibile per il rilascio di radioattività fuori dal sito;
- resistenza alla proliferazione e protezione fisica contro attacchi terroristici.

I Paesi costituenti il GIF sono: Argentina, Brasile, Canada, Francia, Giappone, Gran Bretagna, Repubblica di Corea (Sud), Repubblica del Sud Africa, Svizzera, e Stati Uniti; anche l'EURATOM, per l'Unione Europea, aderisce al Forum. Spicca l'assenza della Germania, ma è bene tener presente che comunque l'industria tedesca collabora strettamente nello sviluppo di molti reattori innovativi con aziende ed enti di altri Paesi. Nel corso del 2006 si sono avute intense trattative con Federazione Russa e Cina che entreranno presto a far parte di GIF. L'intenso programma nucleare previsto in entrambi questi paesi fornirà un ulteriore impulso all'iniziativa Generation IV.

L'Italia (ENEA, Ansaldo Nucleare, CESI Ricerca e Università), contribuendo in maniera significativa ad alcuni progetti del VI Programma Quadro Europeo indirizzati allo sviluppo di reattori di IV generazione⁸, partecipa di fatto all'iniziativa Generation IV tramite l'EURATOM. Oltre 100 esperti dei 10 Paesi aderenti a GIF hanno lavorato per due anni all'esame di un centinaio di alternative tecnologiche, e – con l'emissione nel dicembre 2002 di una *Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems* – sono pervenuti a definire i sei concetti più promettenti per la IV Generazione di reattori nucleari, intorno a cui organizzare il successivo programma di ricerca e sviluppo.

I sei sistemi nucleari selezionati da GIF sono:

- Gas-Cooled Fast Reactor (GFR) – reattori a spettro veloce, refrigerati a elio e con ciclo del combustibile chiuso, per una più efficiente conversione dell'uranio fertile e la gestione degli attinidi;
- Lead-Cooled Fast Reactor (LFR) – reattori a spettro veloce, refrigerati a piombo o eutettico piombo-bismuto e con ciclo del combustibile chiuso, per una più efficiente conversione dell'uranio fertile e la gestione degli attinidi;

⁸ In particolare Ansaldo Nucleare è il coordinatore del progetto europeo denominato ELSY – European Lead-cooled System, che prevede lo sviluppo della progettazione concettuale e delle tecnologie associate del Lead Fast Reactor (LFR) di IV generazione.

- Molten Salt Reactor (MSR) – reattori a fissione prodotta in una miscela circolante di sali fusi, con spettro epitermico e possibilità di gestione degli attinidi;
- Sodium-Cooled Fast Reactor (SFR) – reattori a spettro veloce, refrigerati a sodio e con ciclo del combustibile chiuso, per una più efficiente conversione dell'uranio fertile e la gestione degli attinidi;
- Supercritical-Water-Cooled Reactor (SCWR) – reattore refrigerato ad acqua a temperatura e pressione oltre il punto critico, a spettro termico o veloce;
- Very-High-Temperature Reactor (VHTR) – reattore moderato a grafite e refrigerato ad elio, con ciclo once-through. Questo reattore è ottimizzato per la produzione termochimica di idrogeno, oltre che di elettricità.

Ogni Paese partecipante a GIF si concentra, con proprie attività di R&S, su quei sistemi e su quelle linee di ricerca che rivestono il maggior interesse nazionale.

Nel febbraio 2005 cinque Paesi partecipanti al GIF, e cioè Stati Uniti, Canada, Francia, Giappone e Gran Bretagna, firmando un cosiddetto Framework Agreement hanno concordato un programma comune di ricerca e sviluppo sui sei progetti prescelti. Anche l'EURATOM ha successivamente siglato tale accordo, permettendo a tutti gli stati membri, fra cui l'Italia, di contribuire alla fase di R&S dei sei concetti di GENIV.

L'altra iniziativa internazionale, parallela a Generation IV, è costituita dal progetto INPRO "*International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles*" lanciato nel 2000 dall'*International Atomic Energy Agency* (IAEA). Il principale obiettivo di INPRO è assicurare che l'energia nucleare sia disponibile – come risorsa sostenibile – per soddisfare i bisogni energetici del 21° secolo. A tal fine sono necessari approcci e soluzioni che risolvano le attuali preoccupazioni sulla sicurezza, competitività economica, gestione dei rifiuti radioattivi e non proliferazione. INPRO si pone quindi il problema di identificare le necessità degli "utilizzatori" (comprendendo in tale categoria investitori, progettisti, esercenti e autorità di sicurezza), e operare in una prospettiva di lungo periodo, ponendo particolare attenzione alle esigenze dei Paesi in via di sviluppo.

L'arco temporale previsto per l'analisi è di 50 anni, anche se le tecnologie innovative non dovranno essere implementate necessariamente entro tale termine.

Ad INPRO partecipano i seguenti Paesi: Argentina, Brasile, Bulgaria, Canada, Cina, Corea, Federazione Russa, Francia, Germania, India, Indonesia, Olanda, Pakistan, Repubblica Ceca, Sud Africa, Spagna, Svizzera, Turchia, con il contributo anche della Commissione Europea. Anche gli Stati Uniti, nel corso del 2005, hanno deciso di aderire al programma INPRO.

Il programma di lavoro di INPRO è organizzato in varie fasi. In una prima fase – già completata – sono stati selezionati le linee guida, i criteri e le metodologie per una valutazione comparativa dei concetti innovativi proposti e i requisiti posti dagli utilizzatori. La fase attuale prevede l'esame di sistemi e tecnologie innovativi resi disponibili da alcuni Stati membri, a fronte dei criteri e dei requisiti precedentemente selezionati. La fase finale di INPRO sarà orientata a esaminare la possibilità di avviare un progetto internazionale, identificando le tecnologie più appropriate per l'implementazione negli Stati membri aderenti al progetto.

Esistono evidenti analogie fra Generation IV e INPRO sia nei requisiti che negli obiettivi tecnologici. Entrambe le iniziative, inoltre, vedono nella collaborazione internazionale un elemento essenziale per il mantenimento e lo sviluppo dell'opzione nucleare ed ambedue considerano che la R&S deve avere un ruolo centrale per il superamento degli ostacoli che oggi limitano lo sviluppo del nucleare.

Infine, particolare menzione merita il lancio, a inizio 2006, di una nuova iniziativa nucleare americana – nell'ambito dell'*US-Advanced Energy Initiative* – denominata *Global Nuclear Energy Partnership* (GNEP). Tale *Global Partnership* prevede un primo stanziamento del Department of Energy (DoE) per il solo 2007 di ben 250 milioni di dollari.

La strategia della GNEP si sviluppa lungo le seguenti 7 linee principali:

- la costruzione di una nuova generazione di impianti nucleari in USA;
- lo sviluppo e l'utilizzo di nuove tecnologie nucleari per il riciclo del combustibile;
- la gestione e lo stoccaggio di combustibile esaurito negli USA;

- il progetto di cosiddetti Advanced Burner Reactors, reattori veloci in grado di produrre energia utilizzando combustibile nucleare proveniente dal ritrattamento;
- la creazione di un programma per la fornitura di combustibile nucleare che permetta ai paesi in via di sviluppo di utilizzare l'energia nucleare in maniera economicamente vantaggiosa, minimizzando, nel contempo, i rischi di proliferazione nucleare;
- lo sviluppo e la costruzione di reattori di piccola taglia (tipo il sopramenzionato IRIS) per venire incontro alle necessità dei paesi in via di sviluppo;
- il miglioramento delle salvaguardie in campo nucleare per aumentare la resistenza alla proliferazione e la sicurezza di un mercato dell'energia nucleare in espansione.

In particolare, appare rilevante, in questo contesto, il cambiamento di strategia americana riguardo il ciclo del combustibile e le tecnologie di ritrattamento del combustibile. Come è noto, dopo che l'Amministrazione Carter aveva deciso di non costruire impianti di ritrattamento per usi civili, al fine di ridurre il rischio di proliferazione a scopi militari, il divieto di ritrattamento vige tuttora per i circa 100 reattori degli USA, con gravi conseguenze per la disponibilità di combustibile e, soprattutto, per la necessità di sempre più numerosi e/o più grandi depositi per il combustibile irraggiato. Con questa decisione storica, gli USA si allineano agli altri paesi con rilevanti programmi nucleari, come Francia, Gran Bretagna, Giappone, Russia e Cina, che dispongono di una capacità autonoma per il ritrattamento del combustibile nucleare.

Per quanto riguarda più specificamente l'Unione Europea, l'ultimo Libro Verde "Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura" pubblicato nel 2006, riconosce che "l'energia nucleare, attualmente, contribuisce a circa un terzo della produzione di energia elettrica dell'UE e rappresenta oggi la maggior fonte di energia senza emissioni di carbonio in Europa". Da qui l'impegno della Commissione Europea sulla fissione nucleare avanzata - tramite l'Euratom - anche nell'ambito del settimo programma quadro appena iniziato.

La fusione nucleare

L'utilizzo delle reazioni di fusione nucleare è un possibile metodo di produzione di energia, in fase di sviluppo da circa 50 anni. In tale tipo di reazioni due nuclei di elementi leggeri (tipicamente deuterio e trizio, isotopi dell'idrogeno) si fondono per formare un nucleo di un elemento pesante (tipicamente particelle α , cioè nuclei di elio) con produzione di energia sotto forma di particelle energetiche (tipicamente neutroni). Tale forma di produzione di energia presenta molte caratteristiche positive rispetto alle altre fonti e, in particolare, condivide con l'altra fonte di natura nucleare, la fissione, la caratteristica di non produrre gas serra. Rispetto alla fissione, inoltre, presenta una forte attenuazione delle problematiche connesse con la produzione di residui radioattivi, gli impianti sono intrinsecamente sicuri e il combustibile è praticamente inesauribile e uniformemente distribuito sulla Terra.

Le reazioni di fusione termonucleare hanno luogo quando il combustibile viene portato a sufficiente densità e a temperature elevatissime (decine o centinaia di milioni di gradi). In tale condizione la materia è in uno stato particolare, detto plasma, costituito da un gas di ioni ed elettroni indipendenti, dominato da interazioni di tipo elettrico e magnetico.

Gli sviluppi si basano su due schemi principali.

Nel primo (fusione a confinamento magnetico) si confina il plasma all'interno di un contenitore per tempi lunghi mediante particolari configurazioni di campo magnetico. La densità del plasma è piuttosto bassa perchè ad essa è legata la pressione del plasma stesso che deve essere contenuta dalle strutture della macchina. Nella fusione a confinamento magnetico, le ricerche finora condotte hanno portato: a) a una buona conoscenza dei fenomeni del plasma e del loro controllo; b) a una determinazione di leggi di scala che consentono di prevedere il comportamento del plasma del reattore; c) a uno sviluppo di buona parte delle tecnologie e dei metodi di fabbricazione necessari per il reattore.

Nell'altro schema (fusione inerziale) non si confina il plasma ma lo si comprime e riscalda mediante mezzi esterni (ad es. irradiandolo con un laser) e lo si lascia poi espandere liberamente utilizzando l'energia emessa dalle reazioni nucleari nel breve periodo della fase calda e densa. È questo lo schema di funzionamento delle bombe ad idrogeno, fatte esplodere per la prima volta nel 1952 dagli Stati Uniti.

Dopo le Conferenze Internazionali sull'Uso Pacifico dell'Energia Nucleare (Ginevra, 1955 e 1958), in Europa la ricerca civile è concentrata sullo schema a confinamento magnetico, mentre per quello a confinamento inerziale ci si limita ad un'attività di mantenimento di competenze su apparati adeguati, onde essere preparati scientificamente, tecnologicamente ed in termini di risorse umane ad indirizzare gli sforzi su questo filone nel caso in cui le ricerche svolte altrove (principalmente USA, Russia, Regno Unito, Francia e Giappone) ne dimostrassero il successo.

Fusione a confinamento magnetico: il progetto internazionale ITER

Il panorama della fusione magnetica mondiale sarà dominato, nei prossimi trenta anni, dalla costruzione e sperimentazione della macchina ITER (*International Thermonuclear Experimental Reactor*). Dopo venti anni di trattative fra i partner e di progettazione e sviluppo, il 28 giugno 2005 è stato raggiunto un accordo sulla localizzazione di ITER, sbloccando una situazione di stallo che minacciava la realizzazione dell'intero progetto, ed il 21 novembre 2006, a Parigi, è stato formalmente sottoscritto l'accordo di realizzazione congiunta del progetto internazionale di fusione nucleare controllata.

ITER costituisce una tappa fondamentale nel cammino verso la realizzazione di reattori commerciali a fusione. Tale cammino, muovendo dall'attuale generazione di macchine in operazione, quali JET - ma anche FTU, Asdex, Tore Supra (per limitarsi a quelle europee) - comporterà la costruzione di ITER a Cadarache (F) e, in parallelo, lo sviluppo di un programma collaterale che fornisca gli elementi scientifici ma soprattutto tecnologici, detto "*di accompagnamento*" ad ITER.

L'obiettivo programmatico di ITER è di dimostrare la fattibilità scientifica e tecnologica della fusione nucleare per scopi pacifici. Sulla base delle informazioni derivate dal programma complessivo verrà progettato e costruito successivamente un reattore dimostrativo (DEMO) che immetterà potenza nella rete (ITER, pur affrontando problematiche tecnologiche relative al reattore, quali lo studio del *blanket*⁹ per l'estrazione dell'energia e la produzione di trizio, non è previsto per la produzione industriale).

Il programma di ITER prevede una durata di dieci anni per la costruzione e, a seguire venti anni di sperimentazione. Questa sarà suddivisa in due fasi. Nella prima, della durata di dieci anni e quindi fino al 2025, ITER esplorerà le problematiche di fisica e di tecnologia (*blanket*) atte a dare risposte ai quesiti essenziali (estrapolabilità degli esperimenti, delle configurazioni e delle teorie sviluppati con le macchine attuali alle nuove condizioni di *burning plasma*¹⁰). Nella seconda, parimenti della durata di dieci anni (quindi dal 2025 al 2035), ITER affronterà problematiche più di lungo periodo relative alla realizzazione di scariche stazionarie o su tempi lunghissimi.

Per quanto riguarda la realizzazione di ITER, l'accordo prevede la collaborazione di sette partner: UE, Cina, Corea del Sud, India, Giappone, Federazione Russa, USA. La valutazione ufficiale del costo di costruzione di ITER è di 4,57 miliardi di Euro (prezzi 2000)¹¹.

Per quanto riguarda la natura dei costi, questi si ripartiscono fra forniture ad alta tecnologia corrispondenti all'80% del totale (common area) da suddividersi fra tutti i partner ed

⁹ La funzione fondamentale del "*blanket*" è quella di assicurare la necessaria schermatura dell'energia termica e del flusso neutronico prodotti dal plasma rispetto al contenitore e ai componenti esterni della macchina.

¹⁰ Il futuro reattore a fusione userà come combustibile una miscela di deuterio e di trizio. Le reazioni di fusione con tale combustibile producono neutroni da 14.1 MeV e particelle α di 3.5 MeV. Mentre i neutroni fuoriescono dal plasma e vengono utilizzati nel blanket che contorna la camera da vuoto per la produzioni di energia e per quella di trizio, le particelle α restano confinate nel plasma e trasferiscono a questi la loro energia per collisione con ioni ed elettroni e alla fine costituiscono una cenere da eliminare per evitare l'avvelenamento del plasma stesso. Il plasma in queste condizioni (*burning plasma*) ha quindi tre componenti: ioni, elettroni e particelle α energetiche. Tale condizione è profondamente differente da quella finora realizzata. Infatti tutte le macchine esistenti (con eccezioni non significative di JET e TFTR) hanno operato esclusivamente in deuterio puro e quindi con una reattività tale da non produrre un significativo numero di particelle cariche energetiche. Nonostante un notevole lavoro teorico e modellistico è necessario quindi verificare sperimentalmente il comportamento del *burning plasma* che potrebbe dare luogo a fenomeni e comportamenti imprevisi.

¹¹The ITER Project - www.iter.org

infrastrutture, corrispondenti al 20% (non-common area), a carico del partner ospitante e quindi dell'Europa.

Nel quadro europeo assume un'importanza fondamentale il ruolo delle Associazioni. Solo queste, infatti, posseggono il *know-how* necessario a fornire supporto alle industrie europee nella realizzazione dei componenti di ITER. Le Associazioni dovranno anche implementare il programma di accompagnamento (comprese le attività sul JET) e lo sviluppo delle tecnologie per DEMO (*Long Term*). L'ENEA, sulla base di una delibera del CIPE del 1983, è l'unica interfaccia italiana con EURATOM e coordina e pianifica tutte le ricerche nel campo della fusione svolte in Italia. Tali ricerche sono svolte, oltre che da ENEA, da CNR (Istituto di Fisica del Plasma di Milano), dal Consorzio RFX di Padova, dal Politecnico di Torino, dal Consorzio CREATE (Università di Cassino, Napoli e Reggio Calabria), dall'Università di Catania e dall'Università di Roma Tor Vergata.

Fusione a confinamento inerziale

Il metodo alternativo per la produzione commerciale di energia da fusione è la fusione inerziale che, come detto precedentemente, consiste nell'ottenere condizioni di altissima densità del plasma bombardando, ad esempio, piccole sferette contenenti una miscela di deuterio-trizio con fasci di luce laser o di particelle, di alta energia. L'energia elettromagnetica dei fasci laser di alta potenza (o l'energia cinetica delle particelle accelerate) è trasferita uniformemente alla superficie della sferetta. La superficie della sferetta evapora e, secondo il principio di azione e reazione, il combustibile viene compresso e riscaldato. Si realizza così la condizione di altissima densità del plasma anche se per tempi di confinamento molto brevi.

Lo stato di avanzamento delle ricerche in questo campo è tale da fare prevedere un tempo di sviluppo dello stesso ordine di quello del confinamento magnetico. Infatti, da un lato è già costruito ed in fase di *commissioning* un impianto (NIF - National Ignition Facility - Livermore) che dovrà dimostrare la fattibilità del metodo. L'impianto è basato su un laser di energia fino a 1.8 MJ e darà risultati significativi già nei prossimi anni. E' anche in costruzione in Francia un impianto (Laser MJ) che permetterà di esplorare la medesima problematica. D'altra parte, anche se con gli esperimenti su tali impianti si potranno dare risposte fondamentali alle questioni di fisica, per la realizzazione del reattore commerciale resteranno importanti problemi di carattere tecnologico (quali ad esempio l'efficienza del laser) che faranno sì che i tempi totali dello sviluppo siano confrontabili con quelli della fusione magnetica.

Per quanto riguarda l'Europa, EURATOM ha deciso di focalizzare, ormai da decenni, le proprie attività sul confinamento magnetico riservando al confinamento inerziale solo un'attività di mantenimento delle competenze nel settore, onde essere in grado, qualora la fusione inerziale dovesse rivelarsi vincente, di concorrere al suo sfruttamento.

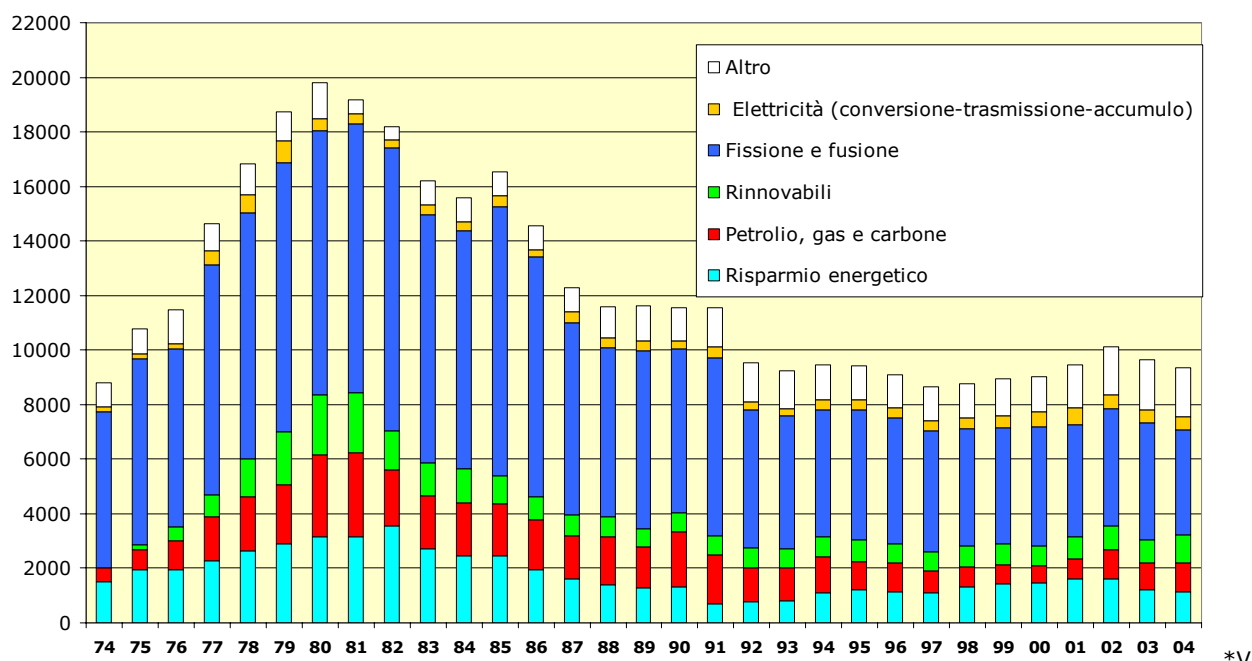
6.1.2 Gli investimenti pubblici per ricerca, sviluppo e dimostrazione nel settore dell'energia in ambito internazionale

La disponibilità di dati relativi agli investimenti per ricerca, sviluppo e dimostrazione nel settore energia, sia a livello internazionale che nazionale, è piuttosto scarsa soprattutto per la parte che riguarda il contributo del settore delle imprese. Una delle poche fonti d'informazione disponibili è quella costituita dalla banca dati dell'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE), che raccoglie dai 27 Paesi membri (praticamente tutti Paesi industrializzati) i dati sulle spese governative per la ricerca in campo energetico a partire dal 1974. Stimare l'ammontare delle spese complessive dei diversi Paesi, a partire dal dato parziale delle spese pubbliche, è compito molto difficile. Per tale ragione, le considerazioni svolte da qui in avanti sugli investimenti di R&S in campo energetico fanno riferimento principalmente alle spese pubbliche.

La figura 6.1 riporta l'aggregato delle spese governative per ricerca e sviluppo dei Paesi membri dell'AIE dal 1974 al 2004: i valori sono espressi in milioni di dollari US a prezzi e tassi di cambio del 2004.

La serie storica descritta dal grafico, se pur incompleta per la mancanza di dati per alcuni Paesi per certi anni e per l'ingresso di nuovi membri, evidenzia che le spese pubbliche di R&S in campo energetico sono più che raddoppiate nel periodo dal 1974 (primo *shock* petrolifero) al 1980, per poi ridiscendere progressivamente verso livelli comparabili a quelli iniziali. Tale *trend* appare chiaramente legato sia alle vicende dei prezzi del petrolio che a quelle del settore nucleare (da fissione prima e poi anche da fusione), il quale assorbe una quota considerevole (oltre la metà) dei *budget* pubblici di ricerca in ambito energetico.

Figura 6.1 - Spese governative per R&S in campo energetico nell'insieme dei Paesi AIE

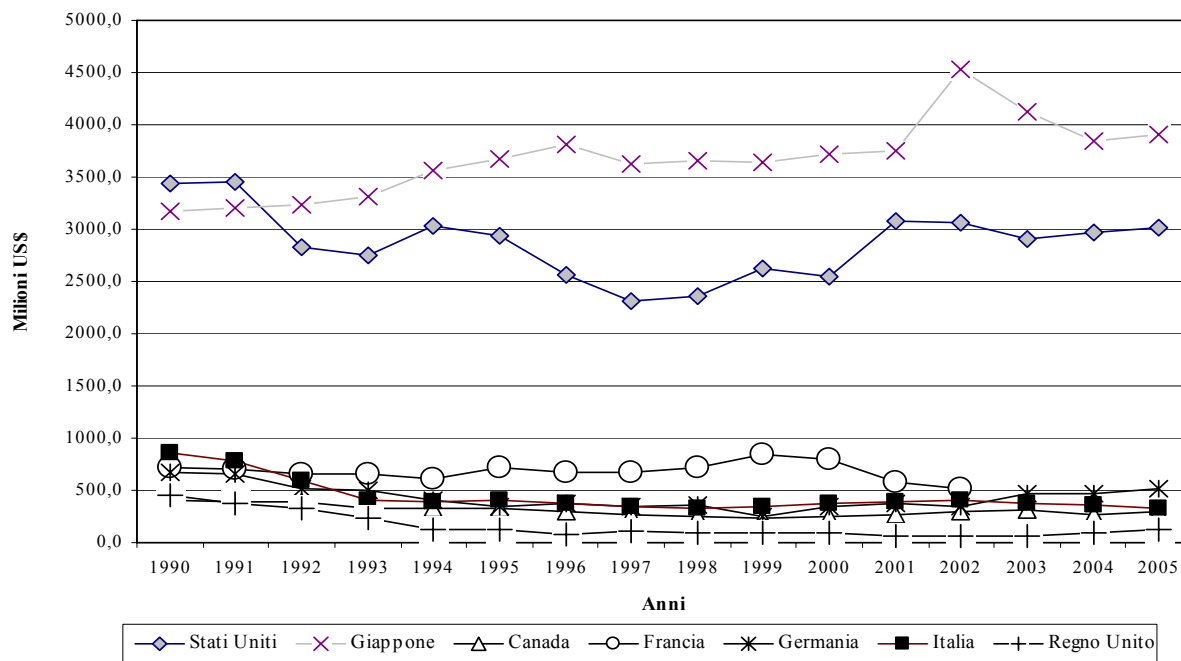


alori a prezzi e tassi di cambio del 2004
Fonte: Banca dati AIE

Qualora il livello sostenuto dei prezzi del petrolio sperimentato negli ultimi tre anni permanesse per qualche anno ancora, un effetto d'incremento sulle spese per R&S energetica si potrebbe evidenziare nel corso dei prossimi anni.

La figura 6.2 riporta il *trend* delle spese di ricerca governative dei Paesi del cosiddetto G7 per il periodo dal 1990 al 2005. Le spese governative di Stati Uniti e Giappone nel 2005 sono risultate pari a circa 6,92 miliardi di US \$ (cioè circa il 72% del totale per i paesi dell'AIE).

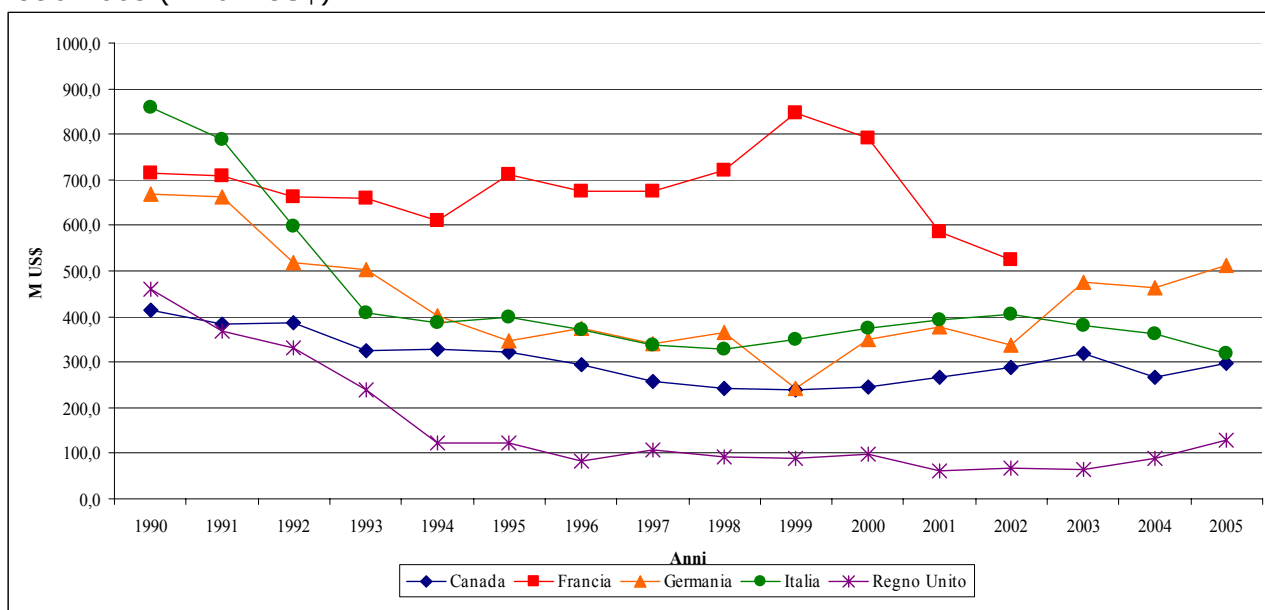
Figura 6.2 - Spese governative per R&S in campo energetico nei 7 principali Paesi dell'OCSE*. Anni 1990-2005 (Milioni US\$)



*Valori a prezzi e tassi di cambio del 2005
Fonte: Banca dati AIE

Il peso preponderante degli investimenti in R&S energetica del Giappone e degli Stati Uniti rende poco apprezzabile l'andamento degli investimenti negli altri cinque Paesi. Per tale ragione i dati relativi a questi ultimi sono riprodotti in un grafico separato (figura 6.3). Questo grafico evidenzia il crollo nei budget di ricerca pubblica verificatosi nella prima metà degli anni Novanta nelle quattro più importanti economie europee (Francia, Germania, Italia e Regno Unito).

Figura 6.3 - Spese governative per R&S in campo energetico in 5 Paesi dell'OCSE*. Anni 1990-2005 (Milioni US\$)



*Valori a prezzi e tassi di cambio del 2005
Fonte: Banca dati AIE

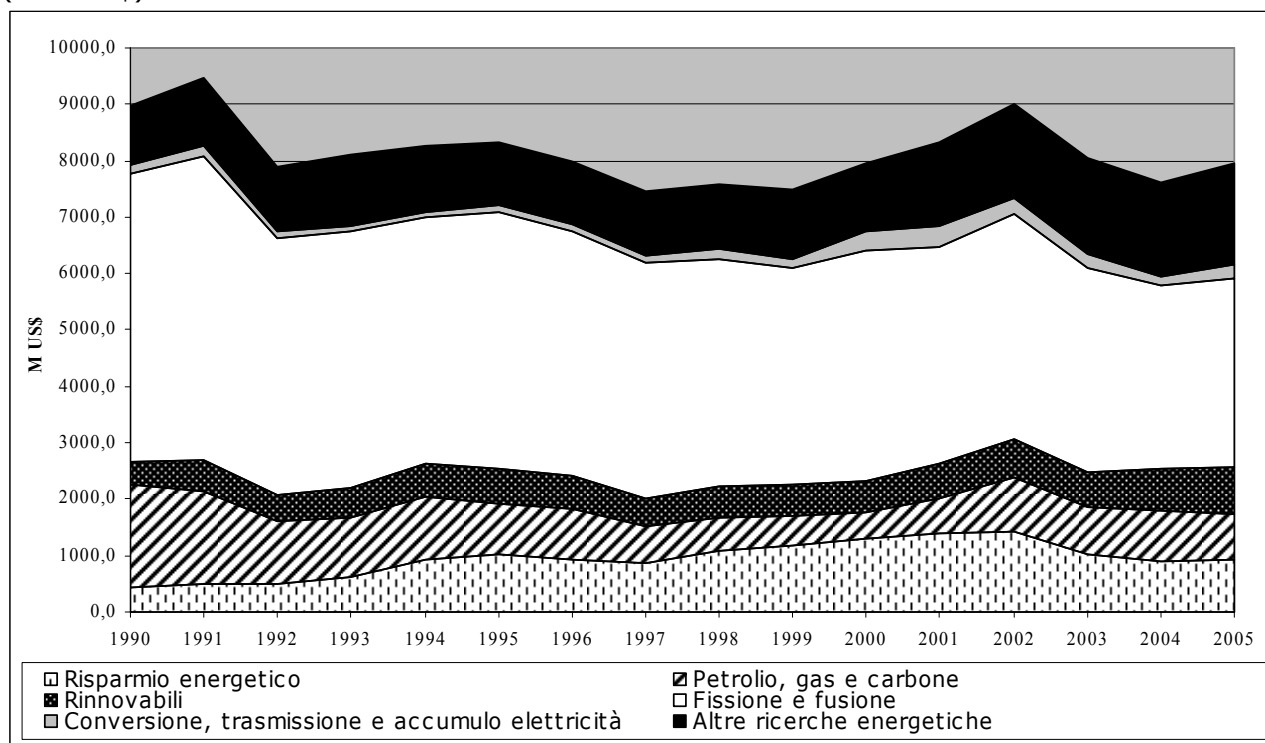
Fra le cause che possono essere citate per spiegare questo fatto, rientrano le restrizioni di bilancio imposte dall'adeguamento agli accordi di Maastricht, l'inizio dei processi di privatizzazione dei servizi energetici e di liberalizzazione dei mercati dell'energia in Europa, il graduale abbassamento dei prezzi del petrolio a livello mondiale. Nello stesso periodo, le spese di ricerca finanziate dalla Commissione Europea, pur se relativamente stabili o in leggera crescita, non sono riuscite a compensare le tendenze negative evidenziate a livello nazionale.

La figura 6.4 mostra l'aggregato delle spese di ricerca e sviluppo in campo energetico dei governi dei sette principali Paesi dell'OCSE (i G7), per il periodo 1990-2005, suddivise per aree tecnologiche. Tenendo conto che la serie storica presenta alcune incompletezze (mancano i dati per l'Italia nel 1992 e 1999, per la Germania nel 1990, per la Francia nel 2003, 2004 e 2005), si possono abbozzare alcune considerazioni.

Il trend negativo sembrava essersi arrestato nel 1998, grazie soprattutto alla ripresa degli investimenti in Giappone e Stati Uniti. In assenza di dati per la Francia relativamente agli anni dal 2003 al 2005, è tuttavia difficile dire se il forte incremento delle spese verificatosi nel 2002 sia stato solo un'anomalia.

Il grafico sottolinea anche il forte peso degli investimenti nel settore nucleare, per quanto in diminuzione in termini relativi. Questo risultato si deve principalmente al continuo impegno in questo settore dei governi giapponese e francese, che hanno mantenuto pressoché stabili i loro livelli di spesa di ricerca sul nucleare da fissione. Negli altri Paesi, ad eccezione del Canada, le spese di ricerca sulla fusione hanno ormai superato quelle per la fissione.

Figura 6.4 - Spese governative per R&S in campo energetico nei 7 principali Paesi dell'OCSE (in M US\$)*,**



* Dati mancanti per l'Italia (1992 e 1999), la Germania (1990), la Francia (2003, 2004, 2005)

**Valori a prezzi e tassi di cambio del 2005

Fonte: Banca dati AIE

Le spese per le tecnologie per la ricerca, estrazione, trasformazione e trasporto di fonti d'energia fossile, dopo una prolungata fase di contrazione, hanno ripreso leggermente a crescere dal 2001 in poi. Quelle per il risparmio energetico sono cresciute dal 1997 al 2002, ma sono discese nuovamente. Invece quelle per le tecnologie "orizzontali" (Altre aree di ricerca) e quelle sulle rinnovabili sembrano in continua crescita dal 1997 in poi.

6.1.3 Il quadro europeo

Il Settimo programma quadro di ricerca e sviluppo

Con la decisione del 18 dicembre 2006, il Consiglio e il Parlamento europeo hanno adottato il Settimo programma quadro per le attività di ricerca, sviluppo tecnologico e dimostrazione (2007-2013). Nell'ambito della strategia di Lisbona, la ricerca fa parte del "triangolo della conoscenza", destinato a rafforzare la crescita e l'occupazione dell'Unione europea (UE) in un'economia globalizzata. Il Settimo PQ mira a portare la sua politica della ricerca al livello delle sue ambizioni economiche e sociali, consolidando lo Spazio europeo della ricerca (SER). Lo stanziamento di bilancio per il Settimo PQ è pari a 50,521 miliardi di euro; ulteriori 2,7 miliardi di euro sono stati stanziati per il Programma Euratom di ricerca nel settore nucleare¹².

Il Settimo Programma Quadro

Il Settimo Programma Quadro è articolato in quattro programmi specifici che corrispondono a quattro obiettivi fondamentali della politica europea di ricerca.

- Cooperazione

Beneficerà di un sostegno l'intera gamma di attività di ricerca svolte nell'ambito della cooperazione transnazionale, dai progetti e le reti in collaborazione al coordinamento dei programmi di ricerca. La cooperazione internazionale tra l'UE e i paesi terzi è parte integrante di questa azione.

- Idee

Sarà istituito un Consiglio europeo della ricerca autonomo destinato a sostenere la "ricerca di frontiera" avviata su iniziativa dei ricercatori e svolta da équipes individuali in competizione tra loro a livello europeo, in tutti i settori scientifici e tecnologici.

- Persone

Le attività a sostegno della formazione e dello sviluppo professionale dei ricercatori, definite azioni "Marie Curie", saranno potenziate con un orientamento più marcato sugli aspetti chiave delle capacità e dello sviluppo professionale e collegamenti più stretti con i sistemi nazionali.

- Capacità

Beneficeranno di finanziamenti gli aspetti chiave delle capacità europee di ricerca e innovazione: infrastrutture di ricerca; ricerca a vantaggio delle PMI; cluster regionali orientati alla ricerca; valorizzazione dell'intero potenziale di ricerca nelle regioni comunitarie della "convergenza"; questioni legate alla problematica "scienza nella società"; attività "orizzontali" di cooperazione internazionale.

Il programma specifico "Cooperazione" è suddiviso in nove sottoprogrammi afferenti alle seguenti aree tematiche (figura 6.5):

- a) Salute
- b) Prodotti alimentari, agricoltura e biotecnologie
- c) Tecnologie dell'informazione e della comunicazione
- d) Nanoscienze, nanotecnologie, materiali e nuove tecnologie di produzione
- e) Energia
- f) Ambiente (ivi compresi i cambiamenti climatici)
- g) Trasporti (ivi compresa l'aeronautica)
- h) Scienze socioeconomiche e scienze umane
- i) Sicurezza e spazio

Area tematica "Energia"

L'obiettivo strategico di questa area tematica (budget complessivo pari a 2,3 miliardi di euro) è quello di trasformare l'attuale sistema energetico in un sistema maggiormente sostenibile, meno dipendente da combustibili importati, basato su un diverso mix di fonti e vettori energetici, con particolare attenzione alle tecnologie a bassa/nulla intensità carbonica, associate ad una maggiore efficienza energetica per far fronte alle sfide, sempre più pressanti, della sicurezza dell'approvvigionamento e dei cambiamenti climatici, rafforzando nel contempo la competitività delle industrie europee.

¹² Informazioni dettagliate sul VII PQ sono disponibili al sito: <http://cordis.europa.eu/fp7>

Per il conseguimento dell'obiettivo citato lo sforzo di ricerca sarà concentrato sui seguenti temi:

- Idrogeno e celle a combustibile

Azione integrata destinata a fornire una solida base tecnologica alle industrie comunitarie dell'idrogeno e delle celle a combustibile per applicazioni fisse, mobili e nei trasporti.

- Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

Tecnologie destinate a rafforzare l'efficienza totale di conversione, ridurre i costi e migliorare l'affidabilità della generazione di elettricità da fonti energetiche rinnovabili interne, inclusi i rifiuti biodegradabili, e per lo sviluppo e la dimostrazione di tecnologie adatte a condizioni regionali diverse

- Produzione di combustibile rinnovabile

Tecnologie integrate di conversione e sistemi di produzione di combustibili per sviluppare e ridurre il costo unitario dei combustibili solidi, liquidi e gassosi (ivi compreso l'idrogeno) prodotti da fonti energetiche rinnovabili, inclusi i rifiuti biodegradabili e le biomasse, e ai fini di una produzione, stoccaggio e distribuzione economicamente convenienti e dell'uso di combustibili "a zero emissioni di CO₂" (carbon neutral), in particolare biocarburanti liquidi per i trasporti.

- Fonti di energia rinnovabile per il riscaldamento e la climatizzazione

RS&D di tecnologie e apparecchiature, compresi i sistemi di stoccaggio, destinate a rafforzare l'efficienza e a ridurre i costi dei sistemi attivi e passivi di riscaldamento e climatizzazione estiva da fonti energetiche rinnovabili, garantendone l'uso in condizioni regionali diverse.

- Tecnologie di cattura e immagazzinamento di CO₂ per la generazione di elettricità ad emissioni zero

RS&D di tecnologie mirate a ridurre drasticamente l'impatto ambientale negativo dei combustibili fossili in vista della creazione di impianti di produzione di elettricità e/o calore ad elevato rendimento e con emissioni prossime allo zero, grazie alle tecnologie di cattura e immagazzinamento di CO₂, in particolare mediante stoccaggio sotterraneo.

- Tecnologie pulite del carbone

Miglioramento sostanziale in termini di efficienza, sicurezza e affidabilità degli impianti, mediante la ricerca, lo sviluppo e la dimostrazione di tecnologie pulite di conversione del carbone e di altri combustibili solidi, per la produzione di vettori energetici secondari (compreso l'idrogeno) e di combustibili liquidi o gassosi.

- Reti di energia intelligenti

RS&D per l'aumento dell'efficienza, della sicurezza, dell'affidabilità e della qualità delle reti e dei sistemi europei di gas ed elettricità specialmente nel contesto di un mercato europeo dell'energia più integrato, trasformando ad esempio le attuali reti di elettricità in una rete di servizio interattiva (clienti/operatori), sviluppando opzioni di stoccaggio di energia ed eliminando gli ostacoli alla diffusione su ampia scala e all'effettiva integrazione delle fonti energetiche rinnovabili e distribuite.

- Efficienza e risparmi energetici

RS&D di nuovi concetti, ottimizzazione di concetti provati e di tecnologie per potenziare l'efficienza e ridurre ulteriormente il consumo primario e finale di energia per gli edifici, tenendo conto del ciclo di vita, i trasporti, i servizi e il comparto industriale. Ciò presuppone l'integrazione di strategie e tecnologie di efficienza energetica (incluse la co- e poli-generazione), l'uso di tecnologie energetiche nuove e rinnovabili, misure e apparecchiature per la gestione della domanda di energia, e la dimostrazione di edifici a minimo impatto climatico.

- Conoscenze per l'elaborazione della politica energetica

Sviluppo di strumenti, metodi e modelli per valutare le principali problematiche economiche e sociali legate alle tecnologie energetiche e fornire obiettivi quantificabili e scenari a medio e lungo termine (compresa la consulenza scientifica per lo sviluppo delle politiche).

Il Settimo programma quadro della Comunità europea dell'energia atomica (Euratom) per le attività di ricerca e formazione nel settore nucleare (2007-2011)

Questo programma si articola attorno a due programmi specifici.

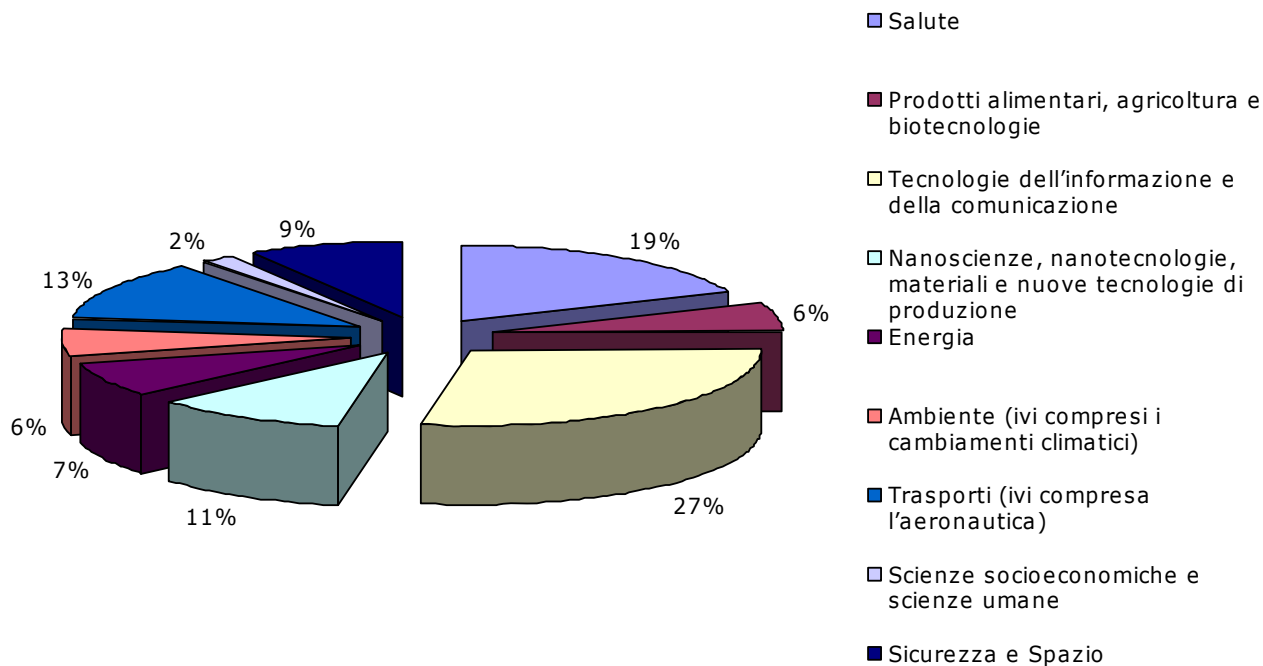
Il primo programma verte sui seguenti settori:

- ricerca sull'energia da fusione, con l'obiettivo di sviluppare la tecnologia che consenta di ottenere una sorgente di energia sicura, sostenibile, rispettosa dell'ambiente e efficiente sotto il profilo economico;

- fissione nucleare e radioprotezione, con l'obiettivo di promuovere l'uso e lo sfruttamento in modo sicuro della fissione nucleare e delle altre applicazioni delle radiazioni nell'industria e in medicina.

Il secondo programma verte sulle attività del Centro comune di ricerca nel settore dell'energia nucleare.

Figura 6.5 - La ripartizione delle risorse per il Programma Cooperazione



Il Programma Energia Intelligente per l'Europa (2007-2013)

Dal 2007 il programma Energia intelligente per l'Europa confluirà nel programma quadro per l'innovazione e la competitività (PIC) che si configura come una delle iniziative comunitarie volte a contribuire ad una crescita economica sostenibile e ad aumentare i posti di lavoro, proponendo un quadro coerente per migliorare la competitività e il potenziale d'innovazione all'interno dell'Unione europea (UE).

Le azioni sostenute dal programma quadro PIC favoriranno lo sviluppo della società della conoscenza, nonché lo sviluppo sostenibile basato su una crescita economica equilibrata.

Il programma quadro favorirà specifici programmi di sostegno comunitario, nonché nuove azioni e sinergie con altri programmi. Esso risponde pertanto agli obiettivi della rinnovata strategia di Lisbona in favore di un'azione comunitaria più semplice, più visibile e più mirata.

Il programma "Energia Intelligente per l'Europa" contribuirà ad accelerare la realizzazione degli obiettivi nel settore dell'energia sostenibile. Esso sosterrà quindi il miglioramento dell'efficienza energetica, l'adozione di fonti di energia nuova e rinnovabile, una maggiore penetrazione sul mercato di tali fonti di energia, la diversificazione dell'energia e dei carburanti, l'aumento della quota di energia rinnovabile (in base all'obiettivo che si è dato l'Unione europea, la parte delle fonti di energia nel consumo interno lordo dovrebbe passare al 12% entro il 2010) e la riduzione del consumo energetico finale. Un'attenzione particolare verrà rivolta in tale quadro al settore dei trasporti.

Le piattaforme tecnologiche per l'energia

La Commissione europea ha lanciato, recentemente, il concetto di Piattaforma Tecnologica (PT); queste, in essenza, costituiscono un meccanismo per l'elaborazione, condivisa da tutti gli stakeholders, di una "visione" di lungo termine per affrontare una sfida tecnologica a livello globale in un settore strategico per l'economia europea.

Il ruolo di stimolo delle PT nella direzione di un maggiore coinvolgimento del settore privato nelle attività di R&S, realizzato attraverso la creazione di *partnership pubblico-privato* (PPP), concorre direttamente all'ottenimento dell'obiettivo dell'agenda di Lisbona in merito alla creazione dello spazio europeo della ricerca (SER) e al raggiungimento dell'ambizioso obiettivo del 3% al 2010 come rapporto tra spese in ricerca (pubblica e privata) e PIL fissato dal Consiglio Europeo di Barcellona.

L'elaborazione di una Agenda di Ricerca Strategica (SRA) e di una Strategia di "Deployment" (DS) delle nuove tecnologie sul mercato costituiscono gli elementi fondanti della strategia di attuazione mirata alla produzione di nuova conoscenza e al suo efficace trasferimento al sistema produttivo operante nello specifico campo di intervento.

Nel perseguimento dei suoi obiettivi generali, una PT dovrebbe generare, in una prospettiva di lungo termine, un rafforzamento della competitività di entità tale da garantire il mantenimento o la (ri)acquisizione di una posizione di leadership mondiale dell'Europa nel settore considerato. Ad oggi, sono operative 29 PT, di cui almeno 1/3 rilevanti per il settore energia¹³.

Joint Technology Initiatives

In un numero limitato di casi, la portata dell'obiettivo di RST e l'entità delle risorse necessarie giustificano l'istituzione di partnership pubblico/privato (PPPs) a lungo termine che assumono la forma di iniziative tecnologiche congiunte (JTI). Queste iniziative, risultanti essenzialmente dal lavoro delle piattaforme tecnologiche europee e concernenti uno o più aspetti specifici di ricerca nel loro settore, assoceranno investimenti del settore privato e finanziamenti pubblici nazionali ed europei, ivi compresi finanziamenti provenienti dal programma quadro di ricerca e prestiti concessi dalla Banca europea per gli investimenti.

Le JTI possono essere istituite ai sensi dell'articolo 171 del trattato (che prevede anche l'istituzione di imprese comuni) o sulla base delle decisioni concernenti i programmi specifici, conformemente all'articolo 166 del trattato.

Le JTI realizzabili sono individuate sulla base di diversi criteri, tra cui:

- Valore aggiunto dell'intervento a livello europeo.
- Grado di definizione e chiarezza dell'obiettivo perseguito.
- Portata dell'impegno finanziario e in termini di risorse dell'industria.
- Entità dell'impatto sulla competitività e la crescita industriali.
- Importanza del contributo a favore di obiettivi strategici più ampi.
- Capacità di attirare aiuti nazionali supplementari e incentivare finanziamenti industriali, subito o in futuro.
- Incapacità degli strumenti esistenti di conseguire l'obiettivo.

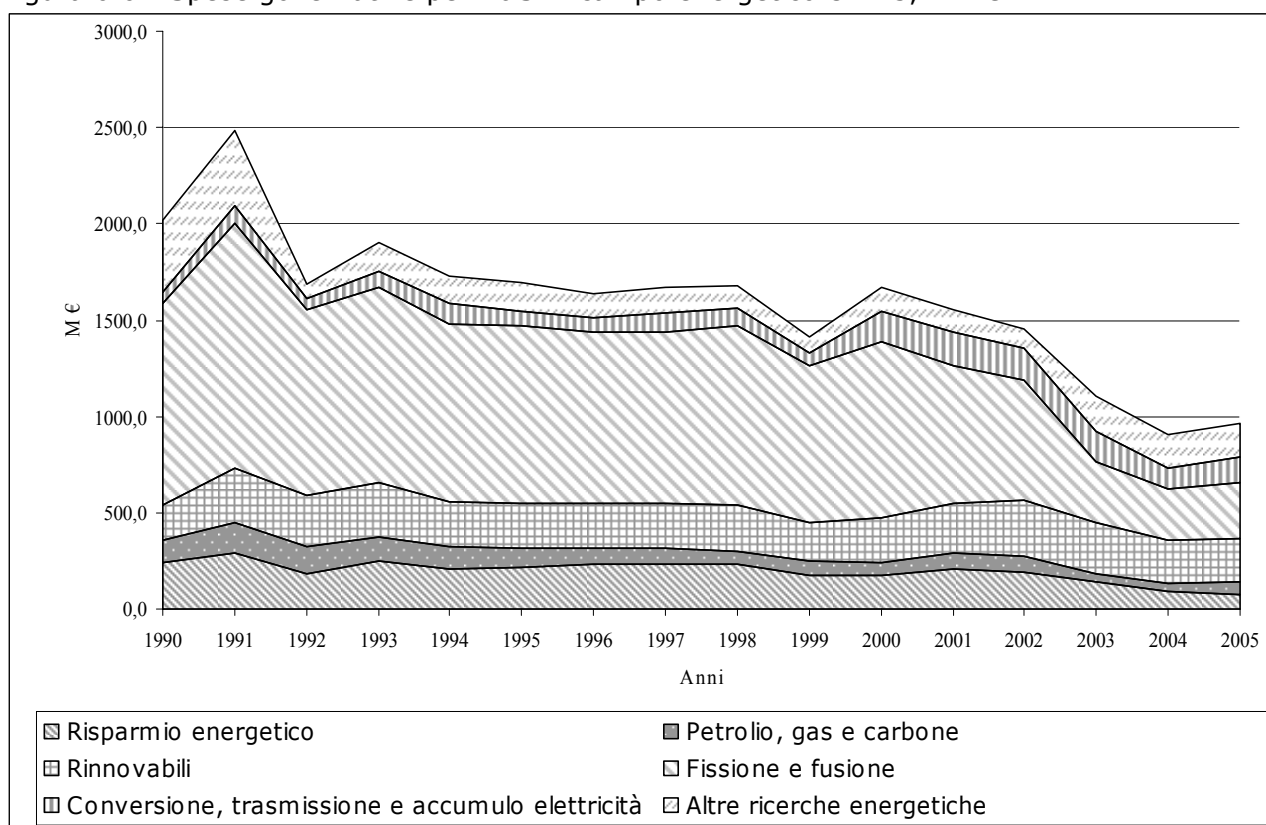
Particolare attenzione verrà prestata alla coerenza e al coordinamento complessivi tra iniziative tecnologiche congiunte e programmi e progetti nazionali negli stessi settori.

Spese governative per R&S in campo energetico per 15 paesi UE

Nonostante le statistiche dell'AIE disponibili siano incomplete, discontinue ed attualmente non coprano l'intero gruppo dei Paesi dell'Unione europea, può essere interessante avere un quadro delle spese governative del gruppo UE-15.

¹³ Le informazioni sulle singole piattaforme sono reperibili all'indirizzo http://cordis.europa.eu.int/technology-platforms/home_en.html

Figura 6.6 - Spese governative per R&S in campo energetico UE-15, in M€***



* I quindici Paesi inclusi sono Austria, Belgio, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Olanda, Portogallo, Spagna, Svezia e Regno Unito. Dati mancanti per l'Italia (1992 e 1999), Germania (1990), Francia (2003, 2004)

**Valori a prezzi e tassi di cambio del 2005

Fonte: Banca dati AIE

La figura 6.6 evidenzia un trend decrescente per il periodo 1990-2005, anche se (a causa dei dati mancanti per alcuni grossi Paesi in alcuni anni) la riduzione effettiva è forse meno marcata di ciò che mostra la figura. Anche le brusche variazioni da un anno all'altro sono dovute allo stesso problema. Le spese, dunque, in termini di prezzi del 2005, passano da 2.021 M€ nel 1990 a 964 M€ nel 2005. Tenendo conto di questi problemi statistici, è comunque da sottolineare che il 2005, a fronte di prezzi energetici crescenti, evidenzia un aumento di circa il 7% rispetto al dato 2004 con un'inversione di tendenza alla marcata riduzione delle spese di R&S per l'energia registrata negli anni immediatamente precedenti (2000-2004).

Per il 2005, il grafico mostra una crescita rispetto all'anno precedente delle spese per i combustibili fossili (+72%), le tecnologie di conversione, trasmissione ed accumulo d'elettricità (+24%), e per la fissione e fusione (+7%), un modesto incremento delle spese per altre tecnologie orizzontali (2,8%) e rinnovabili (+2,6%) e una sensibile diminuzione delle spese per risparmio energetico (-20%).

L'esame della struttura del "portafoglio" di R&S mostra che le tecnologie incluse nei programmi della UE sono le medesime di quelle di Stati Uniti e Giappone. Esistono, tuttavia, significative differenze specialmente in termini di concentrazione delle risorse (i programmi di ricerca dell'UE tendono cioè ad essere più generali di quelli di Giappone e USA dove è marcata la tendenza a concentrarsi su obiettivi ben precisi e chiaramente definiti). Questa circostanza prospetta rilevanti conseguenze anche in aree, quale quella delle tecnologie rinnovabili, dove la UE presenta una dotazione finanziaria maggiore rispetto a quella dei suoi concorrenti, la minore focalizzazione delle risorse rappresenta, infatti, un limite alla possibilità di competere con soggetti che investono su un numero più limitato di tecnologie¹⁴.

¹⁴ The State and Prospects of European Energy Research - EUR 22397 - 2006

6.1.4 La situazione italiana

Il Programma Nazionale della Ricerca (PNR) 2005-2007

Il PNR 2005-2007 si caratterizza per il suo carattere programmatico ed è diretto a definire il quadro di contesto, gli obiettivi generali, le opportunità per la ricerca italiana e il quadro dei possibili interventi.

L'analisi svolta nel Programma evidenzia una serie di criticità strutturali del sistema produttivo e del sistema scientifico italiani. Fra le prime, risalta la limitata dimensione delle imprese; l'Italia dispone solo di un numero esiguo di gruppi industriali di grandissime dimensioni (116, solo quattro – Eni, FIAT, Pirelli e Telecom – con fatturato superiore ai 20 miliardi di euro), mentre il numero di imprese medio piccole è straordinariamente elevato. Inoltre, il valore aggiunto e di occupazione attribuibile ai settori *high-tech* fa registrare una bassa percentuale rispetto all'intero settore produttivo, e scarsa è la propensione a generare brevetti o altre forme di tutela della proprietà intellettuale. Questa peculiarità del tessuto produttivo italiano è uno degli elementi alla base dell'impossibilità di sostenere i grandi investimenti in R&S nei nuovi settori ad elevata crescita su un orizzonte temporale adeguato, e non è sicuramente estranea ai deludenti risultati ottenuti dall'Italia in termini di commercio internazionale e di incremento del Pil.

Alle criticità strutturali caratteristiche del sistema produttivo, si aggiungono quelle relative al sistema scientifico, intimamente correlate con le prime. Criticità emergono però anche per quanto concerne il capitale umano investito nella R&S e vengono segnalate da una serie di indicatori: il rapporto tra ricercatori pubblici e privati è, in Italia, pari a 1,51, mentre per la UE è 1,03, per il Giappone 0,48 e per gli Stati Uniti 0,17; la difficoltà di immissione di giovani nel sistema scientifico; la riduzione degli iscritti all'università nella filiera scientifica; la formazione per la ricerca attraverso la ricerca (dottorati), che non riesce a presentare una netta discontinuità rispetto all'attività formativa terziaria anche per le difficoltà con cui i dottori di ricerca trovano adeguate posizioni nel mondo del lavoro; il saldo negativo con l'estero nel flusso di ricercatori.

La strategia di risposta a tali criticità, che si è tentato di seguire con il PNR 2005-2007, ha comportato una riconsiderazione dei modelli tradizionali di intervento. Ad un miglioramento degli attuali meccanismi di scelta, impiego e valorizzazione del capitale umano, il PNR affianca un'azione che si distribuisce su quattro assi: la ricerca di base, la ricerca "*mission oriented*" (con riferimento in particolare all'area della salute; dei sistemi di produzione e meccanica avanzata; dell'ambiente, dell'energia e dei trasporti; dell'agroalimentare), la ricerca industriale (potenziando la collaborazione pubblico-privato), la promozione della capacità di R&S delle PMI e le aggregazioni territoriali in settori *high-tech* (distretti tecnologici).

Una approfondita analisi effettuata sulla base di diversi criteri chiave (impatto economico, mercato ed occupazione, impatto sulla spesa pubblica, impatto sociale, punti di forza, ricadute degli investimenti sotto forma di prodotti, processi, servizi a elevata intensità tecnologica) ha condotto alla identificazione dei seguenti settori strategici:

- settori di rilevante interesse per l'economia del Paese (beni strumentali e sistemi di produzione, microelettronica, optoelettronica, sistema agroalimentare);
- settori finalizzati ad una migliore tutela dell'ambiente, per il risparmio energetico e per la produzione di energia (energia, trasporti, clima);
- tutela della salute dei cittadini (biotecnologie);
- conservazione e promozione del patrimonio culturale del Paese (beni culturali materiali ed immateriali).

I temi prioritari di ricerca scientifica e tecnologica nel settore energetico sono individuati, da un punto di vista generale, con riferimento alle seguenti aree:

- *upstream*, comprende le attività di esplorazione e produzione delle fonti energetiche nelle aree di origine;
- *midstream*, riguardante il primo trattamento, lo stoccaggio e la movimentazione dei prodotti energetici al fine di renderli disponibili ai mercati di destinazione;

- *downstream*, che comprende la conversione delle fonti energetiche in vettori secondari o prodotti energetici quali l'energia elettrica, i combustibili derivati da petrolio, il vapore, nonché la loro distribuzione regionale e locale;
- usi finali, ovvero la trasformazione dei vettori e prodotti energetici in forza motrice, illuminazione, calore.

Considerata l'importanza degli idrocarburi come fonte primaria di energia e la loro carenza nel nostro Paese, le attività di R&S di interesse riguardano prevalentemente l'area downstream e l'area usi finali. Importanza strategica rivestono altresì le attività volte all'individuazione di nuove fonti primarie e di vettori energetici.

Per la molteplicità delle tematiche affrontate e delle tecnologie connesse con il settore, il tema energia è stimolo di attività di ricerca di notevole impegno; sono legate al settore una molteplicità di tecnologie chiave abilitanti. Da ciò la necessità che le azioni di ricerca e sviluppo in campo energetico siano rivolte simultaneamente su più fronti. Il sistema energetico nazionale ha una elevata dipendenza dagli idrocarburi e in particolare dal gas naturale nella produzione di energia elettrica, ma anche una capacità di contenere l'intensità energetica nella produzione industriale e negli altri usi. Il quadro risultante quindi richiede interventi volti a ridurre la vulnerabilità del sistema energetico nazionale, il rafforzamento di comparti industriali tradizionalmente legati all'energia e la valorizzazione di patrimoni di infrastrutture e competenze che hanno prospettive di competizione favorevole in un mercato in fase di liberalizzazione.

La partecipazione italiana al Sesto Programma Quadro dell'Unione Europea

Nel giugno 2002 il Consiglio dei Ministri ed il Parlamento europeo hanno adottato il Sesto Programma Quadro di ricerca che ha stabilito le priorità per le attività di ricerca della UE nel periodo 2002-2006. Il VI Programma Quadro, con un bilancio iniziale di 17.500 milioni di euro, era stato concepito come i precedenti per contribuire ad affrontare le grandi sfide socio-economiche e per indirizzare l'industria europea verso un'economia basata sulla conoscenza. Esso prevedeva cinque programmi specifici:

1. Concentrare e integrare la ricerca europea;
2. Strutturare lo spazio europeo di ricerca;
3. Euratom;
4. Azioni dirette del Centro comune di ricerca;
5. Azioni dirette del Centro comune di ricerca per l'energia nucleare.

Il primo programma specifico, con un budget iniziale di 12.905 milioni di euro, conteneva le seguenti sette priorità tematiche e la quasi totalità dei progetti di ricerca cooperativa:

- Genomica e biotecnologie per la salute
- Tecnologie per la Società dell'Informazione
- Nanotecnologie e nanoscienze, materiali multifunzionali e nuovi processi di produzione
- Aeronautica e spazio
- Sicurezza e qualità dei prodotti alimentari
- Sviluppo sostenibile, cambiamento globale ed ecosistemi
- Cittadini e *governance* nella società della conoscenza.

La ricerca legata ai temi energetici veniva sviluppata essenzialmente nella sottopriorità "Sistemi energetici sostenibili" dell'area "Sviluppo sostenibile, cambiamento globale ed ecosistemi".

Nella priorità tematica "Sviluppo sostenibile, cambiamento globale ed ecosistemi", per numero di proposte inviate, coordinatori e partecipazioni l'Italia si è posizionata dopo Germania e Regno Unito, ma a causa del basso tasso di successo alla negoziazione l'ammontare finanziario italiano ammesso a negoziazione è poi risultato inferiore a quello di Germania, Regno Unito, Francia e Paesi Bassi.

Il rientro finanziario percentuale italiano è stimato al 7,8% del *budget* generale (paesi membri UE e associati) ed all'8,5% del budget dei paesi membri UE. Per quanto riguarda la sottopriorità "Sistemi Energetici Sostenibili (ENERGIA)" la percentuale dei finanziamenti

negoziati dall'Italia tra i paesi membri UE è del 5,8%, decisamente al di sotto di Germania al 27,0%, Francia 12,3%, Regno Unito 11,5% e Paesi Bassi 11,7% (tabella 6.1).

Tabella 6.1 – Sesta priorità "Sviluppo sostenibile, cambiamento globale ed ecosistemi" – ENERGIA. Quadro della ripartizione finanziaria delle proposte in negoziazione per raggruppamento tematico (%)

Tematiche	AT	BE	DE	DK	ES	FR	GR	IT	NL	UK
Celle a combustibile	1,9	0,4	38,4	7,8	2,3	6,1	1,8	11,5	9,6	12,7
Nuove tecnologie per vettori energetici-idrogeno	3,0	2,2	26,7	2,8	2,6	15,2	3,4	4,5	14,1	17,4
Nuove tecnologie per vettori energetici-elettricità	2,5	5,3	14,1	2,4	15,7	17,2	6,4	4,9	6,0	10,0
Tecnologie per le fonti energetiche rinnovabili -Fotovoltaico	2,1	7,2	42,9	0,1	8,8	8,8	0,9	0,5	14,9	8,5
Tecnologie per le fonti energetiche rinnovabili -Biomasse	8,3	0,4	19,5	2,6	4,2	7,4	2,4	2,1	15,0	6,1
Tecnologie per le fonti energetiche rinnovabili - altri	0,1	3,2	19,2	19,2	6,3	15,3	8,0	2,5	12,8	7,2
Separazione e sequestro CO ₂	0,8	0,1	22,1	5,0	2,1	18,5	2,2	3,0	14,1	22,3
Strumenti e concetti socio-economici	1,0	9,5	21,9	3,2	1,5	17,3	5,4	18,1	2,5	5,0
Sostegno a obiettivi strategici del programma	0,0	34,1	28,1	1,9	5,6	9,4	0,5	7,1	8,9	2,9
Totale bandi Energia	3,1	2,8	26,2	4,9	5,5	12,2	3,2	4,3	12,5	11,8
Bandi Idrogeno ¹	4,8	4,4	36,9	1,1	1,0	14,3	3,1	23,4	1,3	7,1
Totale Energia +Idrogeno	3,2	2,9	27,0	4,6	5,2	12,3	3,2	5,8	11,7	11,5

¹ Bandi FP6-2004-Hydrogen-1 e FP6-2004-Hydrogen-2

Fonte: VI P.Q. di R&S della U. E. - Dati sulla partecipazione Italiana - L. Lombardi, aprile 2006

È comunque da rilevare un buon risultato sui bandi specifici sull'idrogeno e nella tematica Celle a Combustibile, mentre il dato eccellente, in termini relativi, per la tematica "Strumenti e concetti socio-economici" va valutato tenendo presente che il peso complessivo di questa area (per numero di proposte presentate e livello dei finanziamenti richiesti) è alquanto limitato. Il rateo di successo dei progetti a coordinamento italiano è basso (10,4%) ed è ottenuto solo attraverso i centri di ricerca. (tabella 6.2).

Tabella 6.2 - VI PQ - Sesta priorità "Sviluppo sostenibile, cambiamento globale e ecosistemi" – ENERGIA. Analisi del coordinamento italiano

Area tematica*	UN	IND	OTH	REC	UN	IND	OTH	REC	UN	IND	OTH	REC
Celle a combustibile		2	1	3				1	0	0	0	33,3
Nuove tecnologie per vettori energetici-idrogeno	1	1		2					0	0		0,0
Nuove tecnologie per vettori energetici-elettricità	2	2	1	1					0	0	0	0,0
Tecnologie per le fonti energ. rinnovabili -Fotovoltaico		1								0		
Tecnologie per le fonti energ. rinnovabili -Biomasse	3	7							0	0		
Tecnologie per le fonti energetiche rinnovabili - altri		2		1						0		0,0
Separazione e sequestro CO ₂	1	3							0	0		
Strumenti e concetti socio-economici	2	1		4				2	0	0		50,0
Sostegno a obiettivi strategici del programma	1	1	1	1					0	0	0	0,0
Idrogeno (bando specifico)		1		2				2		0		100,0
Tutti	10	21	3	14	0	0	0	5	0	0	0	35,7

* UN-Università; IND-Industria; OTH-Altri; REC-Centri di Ricerca

Coordinatori Italiani in negoziazione

Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente	2
CETENA S.p.A. - Centro per gli Studi di Tecnica Navale	1
Fondazione Eni Enrico Mattei	1
Istituto di Studi per l'Integrazione dei Sistemi	1

Fonte: VI PQ di R&S della U. E. - Dati sulla partecipazione Italiana - L. Lombardi, aprile 2006

La partecipazione italiana al Programma Energia Intelligente per l'Europa (2002-2006)

Il programma si poneva l'obiettivo di promuovere le fonti d'energia rinnovabile e l'uso razionale dell'energia attraverso azioni volte a superare le barriere non tecnologiche che si frappongono allo sviluppo del mercato; esso, pertanto, non prevedeva spese per investimenti e ricerca.

I progetti riguardavano, quindi, azioni di formazione, informazione, analisi di normative, pianificazioni locali, promozione di agenzie energetiche locali ed altre similari.

Il budget corrispondente era relativamente modesto, 200 M€ per il quadriennio 2003-2006; il valore medio dei progetti era di circa 1 M€, con un supporto finanziario del 50%. Nell'arco del triennio 2003-2005 in totale sono stati presentati circa 740 progetti in risposta ai bandi annuali. Di tali progetti ne sono stati ammessi al finanziamento circa 350, riguardanti i diversi settori in cui si articola il programma (SAVE, ALTENER, STEER e azioni orizzontali).

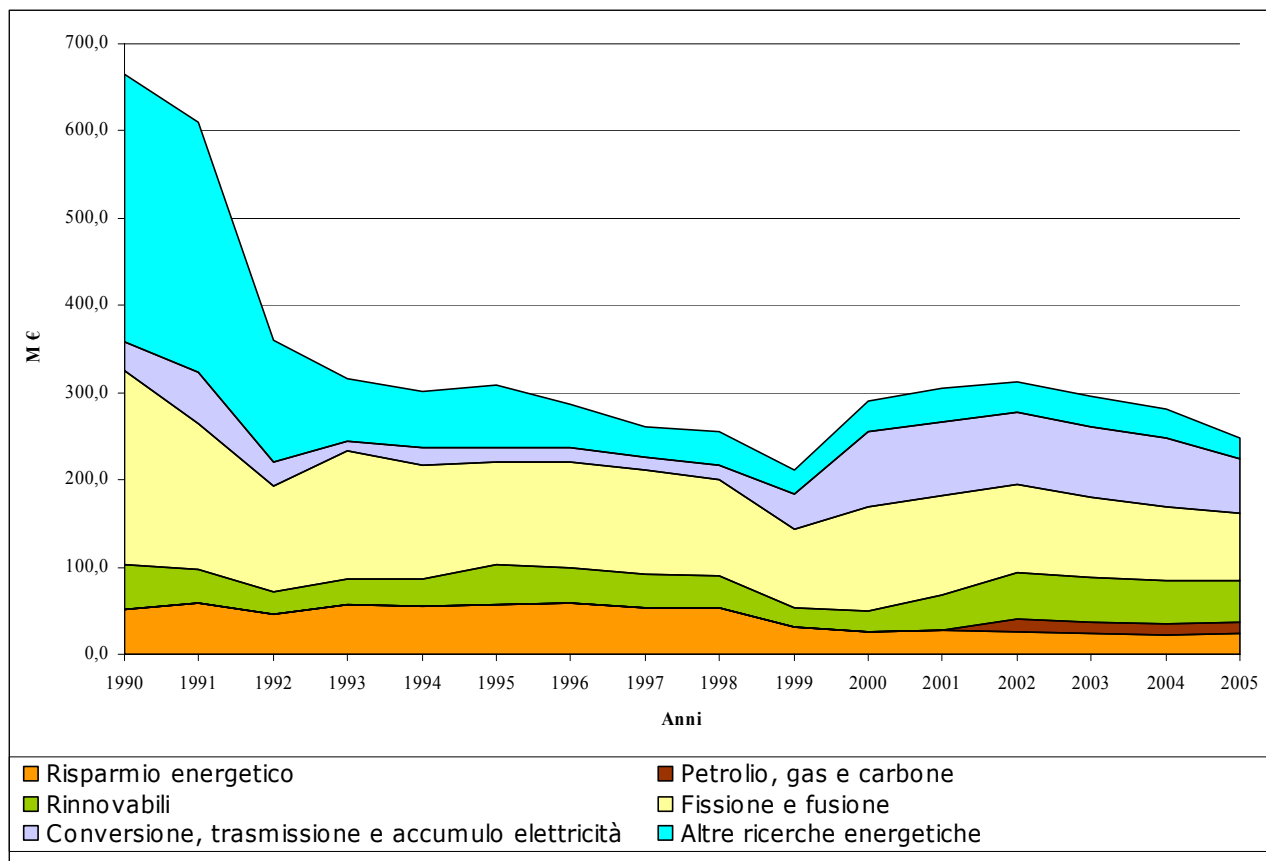
Le proposte italiane approvate risultano 39, circa l'11% dei progetti approvati, valore accettabile considerando che i proponenti provengono da 25 Paesi membri. Orientativamente la partecipazione italiana in tutti i progetti finanziati è di circa il 40%.

Le spese per la ricerca energetica in Italia

Per quanto riguarda l'Italia, le spese pubbliche di ricerca e sviluppo in campo energetico effettuate dal 1990 al 2005 sono riportate nella figura 6.7.

Al fine di facilitare il confronto con gli altri Paesi industrializzati, nel seguito del presente paragrafo verranno utilizzati dati di fonte AIE, espressi in euro a prezzi e tassi di cambio del 2005.

Figura 6.7 - Spese governative per R&S in campo energetico in Italia (M€*)



*Valori a prezzi e tassi di cambio del 2005. I dati mancanti per il 1992 e il 1999 sono stati sostituiti dalla media dei due anni contigui

Fonte: Banca dati AIE

Come si può notare, il livello della spesa si è ridotto a poco meno della metà del livello del 1990. La riduzione ha interessato soprattutto le attività di ricerca su tecnologie orizzontali (Altre ricerche energetiche), o comunque non specificamente classificate in alcuna delle altre categorie, e la ricerca sul nucleare, che si è via via andata concentrando sulla fusione termonucleare e, per la fissione, sui temi della sicurezza e del trattamento delle scorie. Appare tuttavia, in diminuzione anche l'attività di ricerca riguardante il risparmio e l'efficienza energetica, che si va concentrando sul risparmio nel settore residenziale e in parte in quello industriale, con un parallelo abbandono dell'attività nei trasporti.

Le spese pubbliche di ricerca per tecnologie di prospezione, estrazione, trasporto e raffinazione di idrocarburi, nonché per la trasformazione e combustione di carbone, sono rimaste totalmente assenti fino al 2001, in quanto esse costituivano essenzialmente un settore d'attività dell'industria privata (principalmente società petrolifere o società elettriche), mentre dopo quella data cominciano ad ottenere qualche attenzione. Attualmente, le spese pubbliche si concentrano sulle tecnologie nucleari, su quelle per la conversione, trasmissione e accumulo d'energia elettrica, e sulle fonti d'energia rinnovabile, un'area, quest'ultima, dove negli ultimi

quattro anni si segnala una ripresa dell'impegno di ricerca dopo un prolungato periodo di stagnazione.

In Italia, una quota importante delle attività pubbliche di ricerca in campo energetico è svolta presso i laboratori o con la supervisione dell'ENEA, mentre il resto viene portato avanti presso i laboratori di CNR, INFN e INFN o, in minima parte, dall'università.¹⁵

La tabella 6.3 riporta l'andamento delle spese per attività di ricerca (in M€ a prezzi 1995) effettuate dall'ENEA nel 1990 e negli anni dal 1995 in poi.

Tabella 6.3 - Spese ENEA per R&S in campo energetico (M€ a prezzi 1995)

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Risparmio ed efficienza energetica	39,9	45,1	45,7	42,5	42,7	20,2	16,0	17,3	15,1	14,0	13,2	11,7
Rinnovabili	40,5	35,3	33,0	30,6	28,7	21,9	24,6	22,3	25,0	22,6	24,1	18,8
Nucleare (fusione e sicurezza)	176,0	93,3	95,0	93,9	88,7	78,5	83,3	87,2	67,4	55,8	45,7	46,1
Generazione e accumulo	26,1	13,2	13,6	12,6	13,2	13,6	13,6	9,9	7,7	7,7	7,8	6,8
Altre tecnologie e ricerca	241,4	56,8	38,5	27,2	29,6	24,0	22,4	30,2	21,4	21,1	18,9	17,1
Totale	523,9	243,8	225,7	206,8	202,8	158,2	159,9	166,8	136,6	117,0	108,1	100,5

Come è facile notare, dal 1990 al 1995 si è verificata una drastica contrazione del livello dei *budget* di ricerca dell'ENEA (- 53,5 %). La riduzione dal 1995 in poi è continuata, anche se in maniera più lenta, fino a raggiungere nel 2005, rispetto al 1990, una riduzione complessiva dell'81 %. Le tendenze già rilevate per i dati nazionali si ritrovano in maniera più marcata nei dati relativi alle spese di ricerca dell'ENEA. Va altresì osservato che l'impegno sul tema della fissione nucleare, connesso agli obblighi relativi alla sicurezza nucleare e al trattamento dei rifiuti, rappresenta ancora oggi circa il 13% dell'intera spesa annuale dell'Ente. A questo continua ad affiancarsi l'impegno di spesa a favore della ricerca sulla fusione, strettamente connessa alla partecipazione al progetto internazionale ITER. In complesso le spese di ricerca sul nucleare (fusione e fissione) rappresentano nel 2005 circa il 45% del budget dell'Ente.

Rispetto al 1990, il livello di spesa sulle rinnovabili diminuisce in valore assoluto ma meno rapidamente della spesa totale, e dunque la sua quota aumenta, attestandosi nel 2005 su un valore pari al 19% (nel 2000 le fonti rinnovabili rappresentavano il 15% della spesa totale). A questo riguardo si evidenziano alcune tendenze: una tenuta delle spese di ricerca sul solare e

¹⁵ Per la notevole rilevanza, al riguardo si segnala il decreto 23 marzo 2006 del Ministero delle Attività Produttive "Piano triennale della ricerca di sistema e Piano operativo annuale per le attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico nazionale e attribuzione delle risorse del Fondo di cui al decreto 26 gennaio 2000", pubblicato sulla G.U. n. 102 del 4 maggio 2006.

Il decreto disciplina l'attribuzione delle risorse per lo svolgimento delle attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico nazionale e la loro ripartizione e definisce le modalità di affidamento dei progetti di ricerca a totale beneficio del sistema elettrico nazionale. Per l'esecuzione di queste attività di ricerca il Ministero stipula accordi di programma triennali con:

- l'Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente, per lo svolgimento di attività relative alla produzione di energia elettrica ed agli usi finali;
- il Consiglio Nazionale delle Ricerche per lo svolgimento di attività relative alla produzione di energia elettrica;
- la società CESI Ricerca Spa per lo svolgimento di attività relative al governo del sistema elettrico, alla produzione di energia elettrica, alla trasmissione e distribuzione di energia elettrica ed agli usi finali;
- l'IPI (Istituto per la Promozione Industriale) per lo svolgimento di attività di ricerca prenormativa con riferimento alle procedure di insediamento delle infrastrutture del sistema elettrico ai fini della loro accettabilità sociale.

La dotazione finanziaria destinata al finanziamento dei piani annuali 2006 degli accordi di programma succitati è pari a 61 milioni di euro.

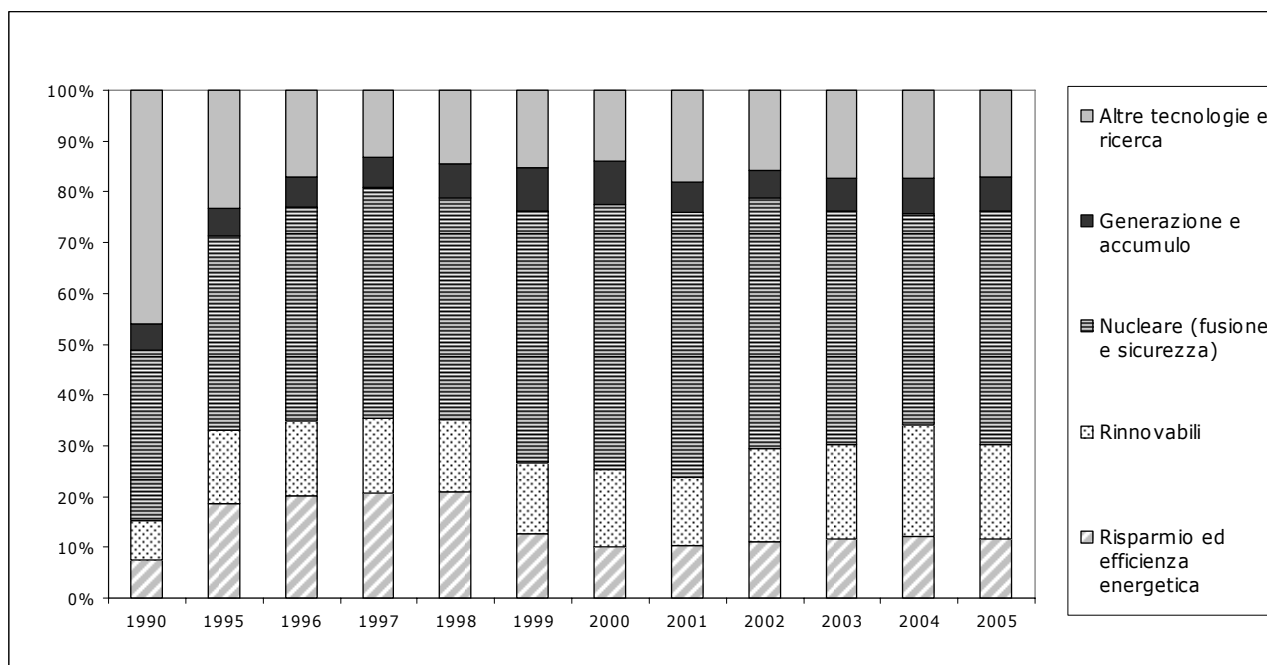
sulle biomasse, una riduzione dell'impegno sulla generazione eolica. Per quanto riguarda il solare, negli anni più recenti è avvenuto uno spostamento dell'impegno di ricerca verso le tecnologie solari termodinamiche per la produzione d'energia elettrica.

La percentuale di spesa relativa alle tecnologie di generazione e accumulo d'energia elettrica è rimasta pressoché costante nel periodo considerato, mentre è diminuita notevolmente la quota delle restanti tecnologie di ricerca (materiali o altre tecnologie orizzontali difficili da classificare), che nel 1990 rappresentavano il 46 % dell'intera spesa annuale dell'Ente.

Le spese per R&S nel settore dell'efficienza energetica hanno avuto degli andamenti differenziati. Sono cresciute in valore assoluto dal 1990 al 1995 (+ 13 %) per poi iniziare un *trend* discendente a partire dal 1999. In particolare tra il 1998 e il 1999 si sono dimezzate, diminuendo la loro percentuale dal 20% al 13%. Il loro peso, negli ultimi tre anni, si è stabilizzato intorno il 12% .

La figura 6.8 mostra l'evoluzione del mix di ricerca in campo energetico portato avanti dall'ENEA nel periodo 1990-2005.

Figura 6.8 – Spese ENEA per R&S in campo energetico. Anni 1990-2005 (%)

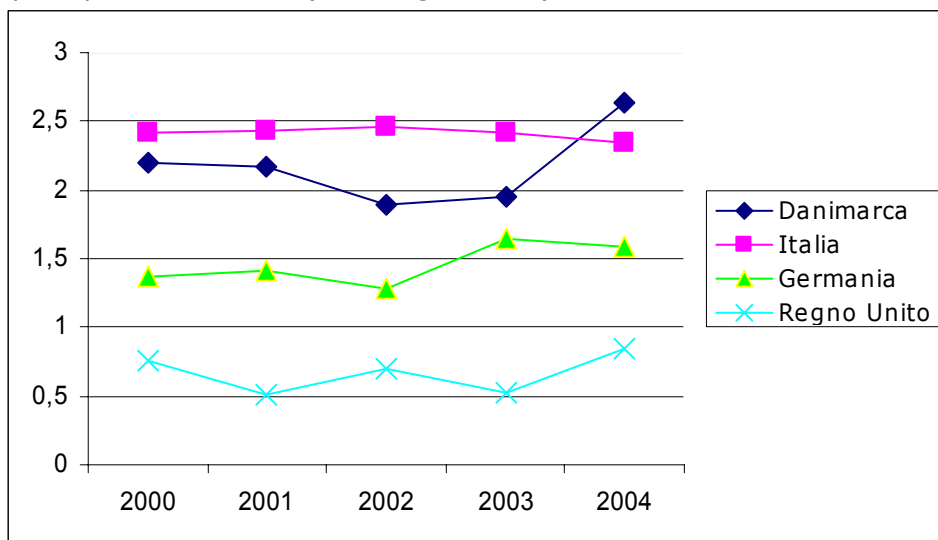


Fonte: ENEA

In conclusione, l'esame dei dati sulle spese governative per attività di ricerca nel settore dell'energia sembra confermare la debolezza strutturale, in termini di concentrazione e di livello di finanziamento, della situazione nazionale. La criticità della riduzione della spesa pubblica in ricerca e sviluppo nel settore dell'energia risulta particolarmente evidente dal confronto con i paesi europei. Soprattutto a partire dal 2000, si osserva infatti un significativo incremento del rapporto tra tale spesa e il totale della spesa pubblica in ricerca e sviluppo per diversi paesi dell'UE(15) (figura 6.9).

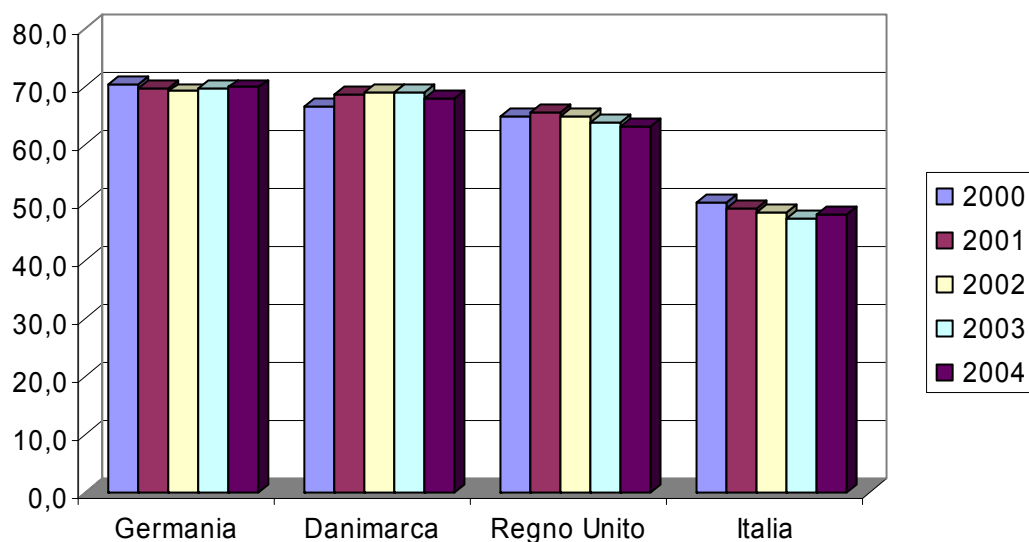
Questa nuova tendenza presenta differenti accentuazioni anche in base all'estensione del sistema privato della ricerca in ciascun paese, ma fornisce un'inequivocabile indicazione circa la rinnovata rilevanza strategica che il settore energetico è andato acquisendo negli ultimi anni. In aperta controtendenza, l'Italia mostra, invece, un declino della quota della spesa pubblica in ricerca energetica sul totale della spesa pubblica in R&S. Tale riduzione non incide significativamente sulla destinazione della spesa pubblica in ricerca al settore energetico ma rappresenta di per se' un importante segnale di indirizzo che deve essere valutato nel più ampio quadro di un sistema di ricerca privata ulteriormente indebolito (6.10) e di una dimensione della spesa complessiva in Ricerca sul Pil tra le più basse nell'UE(15) e in ulteriore calo.

Figura 6.9 – Rapporto fra l'andamento della spesa pubblica in ricerca in campo energetico e la spesa pubblica in R&S (scala logaritmica)



Fonte: elaborazione ENEA su dati OCSE

Figura 6.10 – Quota in percentuale della ricerca privata (BerD) sul totale delle spese in ricerca

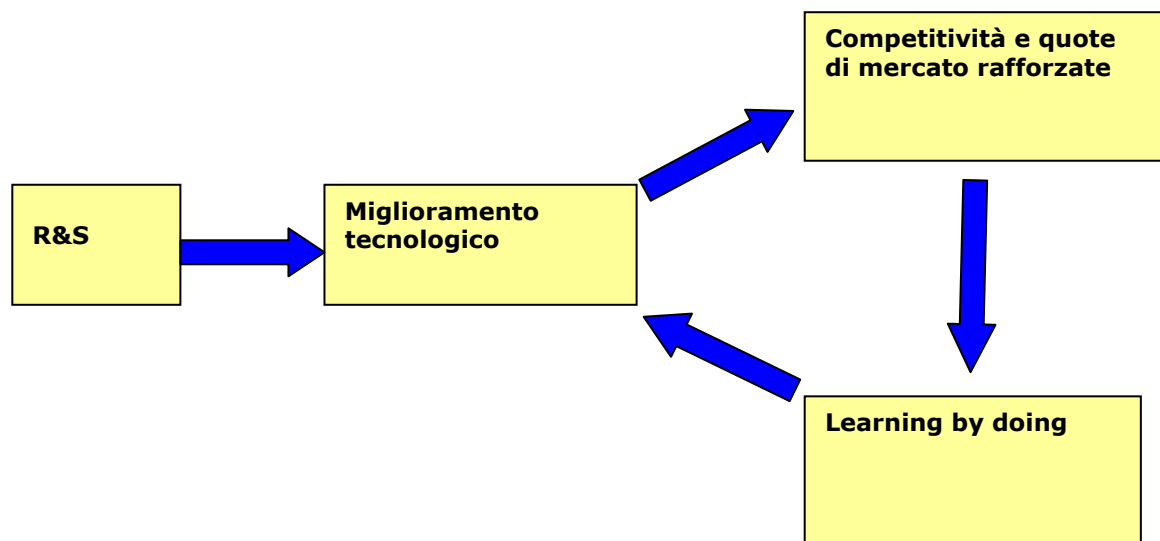


Il ruolo della ricerca nello sviluppo di tecnologie

Lo sviluppo tecnologico è un fenomeno estremamente complesso che coinvolge una moltitudine di attori (organizzazioni) strettamente intercorrelati tra loro a costituire un "sistema". La natura sistemica e, in particolare, la complessità delle inter-relazioni tra i diversi attori danno conto delle notevoli difficoltà connesse alla valutazione quantitativa dell'impatto della ricerca (di base e applicata) sulla dinamica tecnologica e della proliferazione di studi e ricerche sull'argomento sviluppati negli ultimi anni.

La logica del *modello di sviluppo lineare* delle attività di ricerca - ricerca di base, applicata, industriale - secondo la quale i forti investimenti nel settore della ricerca di base pubblica promuovevano, in modo quasi automatico, a cascata, importanti effetti sull'attività di ricerca e sviluppo industriale, originando prodotti, processi e servizi innovativi, è stata negli ultimi anni affiancata decisamente da una nuova direzione strategica e di sostegno finanziario dell'attività di R&S che prevede una stretta cooperazione tra i diversi attori, enti pubblici di ricerca, Università, industria. La nuova politica di supporto pubblico alla R&S è stata così indirizzata, sulla scorta delle esperienze maturate per la conduzione di grandi progetti di ricerca nel settore militare e spaziale, verso il supporto di programmi in settori strategici per l'economia e l'industria - es. nanotecnologie, nuovi materiali, genomica - che vedono la partecipazione congiunta di enti di ricerca, di università e di aziende e che prevedono attività coordinate spinte fino allo sviluppo di nuove tecnologie di immediato utilizzo per le imprese del settore e alla prototipazione di prodotti in grado di passare rapidamente in produzione.

Un modello che, allo stato attuale, sembra fornire una migliore rappresentazione delle modalità con cui si realizza lo sviluppo tecnologico, superando i limiti del *modello di sviluppo lineare*, è quello basato sul *meccanismo di apprendimento a due fattori*¹⁶. Questo modello prevede che l'attività di ricerca e sviluppo contribuisca direttamente al miglioramento tecnologico, mentre il miglioramento connesso al guadagno di esperienza (*learning by doing*) agisca come un acceleratore dell'impatto delle attività iniziali di R&S.



L'applicazione del modello delle curve di apprendimento a due fattori alle principali tecnologie energetiche ha consentito una loro classificazione in funzione delle specifiche caratteristiche di apprendimento, valutate con riferimento al parametro "costi di capitale" (tabella seguente). Dal punto di vista dell'impatto prodotto dalle attività di R&S, le tecnologie potenzialmente più interessanti sono quelle indicate nel vertice in alto a destra ove sono indicate le tecnologie caratterizzate dai tassi di apprendimento più elevati e con incidenza prevalente delle attività di ricerca e sviluppo. Anche le tecnologie caratterizzate da elevato tasso di apprendimento ma con incidenza bilanciata fra i due fattori, hanno buone prospettive, poiché l'impatto degli investimenti in R&S per queste tecnologie è amplificato dal fattore *learning by doing*, presumibilmente con costi aggiuntivi trascurabili o nulli.

¹⁶ Energy futures – The role of research and technological development
Directorate-General for Research, Sustainable Energy Systems - 2006

Capital Costs			
	Mostly Learning by doing	Balanced Learning	Mostly Learning by reseach
Fast Learning	Hydrogen internal combustion engine passenger car	New Nuclear (4th gen.)/ Building integrated PV	Fuel Cell/Wind turbines offshore/Post-combustion CO ₂ capture (Supercritical pulverised coal)/Pre-combustion CO ₂ capture (Integrated gasification combined cycle)
Medium Learning	Nuclear (2nd and 3rd gen.)/ Cogeneration from gas/ Post-combustion CO ₂ capture (Gas turbine combined cycle)	Hydrogen from Biomass Pyrolysis/Hydrogen from nuclear High-temperature Thermochemical Cycles/ Hydrogen from Water Electrolysis and dedicated Nuclear power plant/Pre-combustion CO ₂ capture (Coal Partial Oxidation)/ Large Hydro/Supercritical pulverised coal/Electric passenger car/	Hydrogen from Coal Partial Oxidation/Hydrogen from Solar High-temperature Thermochemical cycles/Oil fired Open cycle gas turbine/Wind turbines Onshore/Solar Thermal power plant cylindro-parabolic/Biomass thermal/ Biomass gasification plus combined cycle/Hybrid passenger car
Slow Learning	Hydrogen from Gas Steam Reforming (large scale)/Lignite conventional thermal/On board reformer cost (Natural gas fuel cells passenger cars)/ Hydrogen storage cost (hydrogen fuel cell passenger cars)	Gas turbine open cycle	Hydrogen from Water Electrolysis (baseload electricity from Grid)/Pre-Combustion CO ₂ capture (Gas Steam Reforming)/Integrated coal gasification/Oil conventional thermal/Gas turbine combined cycle/Small hydro (<25MW)/CO ₂ sequestration

È, tuttavia, doveroso sottolineare che le indicazioni fornite dalla soprastante tabella hanno carattere solo qualitativo e vanno considerate con estrema cautela. Il successo di una attività di R&S su di una specifica tecnologia non dipende, infatti, esclusivamente dalle sue caratteristiche di apprendimento, ma anche dal contesto generale che definisce il mercato di destinazione della tecnologia stessa. Questo mercato è, come noto, condizionato in misura determinante da diversi fattori quali la competizione con altre tecnologie, l'evoluzione dei prezzi dei combustibili, le attività e le misure che determinano il rateo di sostituzione tecnologica, etc.

6.2 Competitività tecnologica del settore energetico

Introduzione

L'analisi del commercio internazionale delle tecnologie per la produzione di energia¹⁷ rappresenta nell'ambito dello studio e della valutazione dell'evoluzione dei sistemi energetici un punto di approfondimento nuovo ed importante. I motivi di questa importanza sono molteplici e vanno dal rilevare le opportunità che sottendono lo sviluppo di queste tecnologie, al considerare il ruolo che tale sviluppo è in grado di giocare in termini di sostenibilità della crescita dei sistemi economici, sia sotto il profilo ambientale, sia sotto il profilo economico e in funzione non solo dei vincoli della dipendenza energetica, ma anche del maggiore potenziale di crescita che una industria competitiva è in grado di esprimere.

Le sfide tecnologiche per il superamento dell'utilizzo delle fonti fossili o per un loro utilizzo più efficiente avvengono attualmente in un contesto di impegni internazionali in materia ambientale che rappresentano, in quanto tali, degli elementi di incentivo agli investimenti in questo campo e che agevolano l'introduzione delle soluzioni di maggior rilievo ed interesse in un ampio mercato internazionale. Gli andamenti degli scambi internazionali, d'altra parte, segnalano le potenzialità reali delle diverse tecnologie traducendo rapidamente il livello di competitività economica via via raggiunto dalle singole soluzioni.

La collocazione di ogni singolo paese nella scala della competitività internazionale della produzione di tecnologie energetiche esprime anche la capacità di creare le condizioni per lo sviluppo di specifiche competenze tecnologiche. Gli indicatori della capacità tecnologica di un Paese sul fronte dell'offerta di impianti/prodotti per la produzione di energia risultano così di maggior interesse rispetto agli stessi dati della produzione di energia poiché il successo commerciale raggiunto a livello internazionale si basa in genere su una fase di decollo e sviluppo a livello del mercato interno, cioè sulla effettiva produzione di energia, ma aggiunge alla dimensione strettamente energetico-ambientale, la dimensione di sviluppo di tutto il sistema industriale e dell'economia nel suo complesso in termini di crescita e occupazione. Peraltro ormai da vari anni la dimensione della competitività tecnologica è stata indicata come la componente centrale dello sviluppo delle economie dei paesi avanzati.

Quanto fin qui premesso proietta dunque l'analisi della competitività delle tecnologie per la produzione di energia all'interno delle dinamiche competitive del comparto manifatturiero. Lungo queste linee di riflessione il presente contributo si articola come segue. Nel Paragrafo 6.2.1 viene esaminato l'andamento generale degli scambi internazionali delle tecnologie per la produzione di energia ed indagata la specifica rilevanza di questi rispetto alle attuali dinamiche dello sviluppo industriale e del ruolo critico, anche sotto il profilo tecnologico, rivestito dalle economie emergenti dell'area del Sud Est Asiatico e della Cina accanto ai tradizionali "blocchi" di Stati Uniti, Giappone ed Unione Europea 15. Nel paragrafo 6.2.2 lo scenario globale delle principali aree di scambio diviene oggetto di ulteriore approfondimento. Dinamica, concentrazione geo-economica e consolidamento dei vantaggi comparati di queste ultime sono infatti valutati anche in relazione alle diverse aree tecnologiche del settore energetico rappresentate dalla termoelettromeccanica, dalle tecnologie per il nucleare e dalle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili. A queste ultime è dedicata inoltre in questa fase particolare attenzione, non solo in considerazione dello straordinario impulso che l'utilizzo di fonti rinnovabili ha registrato negli anni più recenti, ma anche in ragione dello specifico ruolo

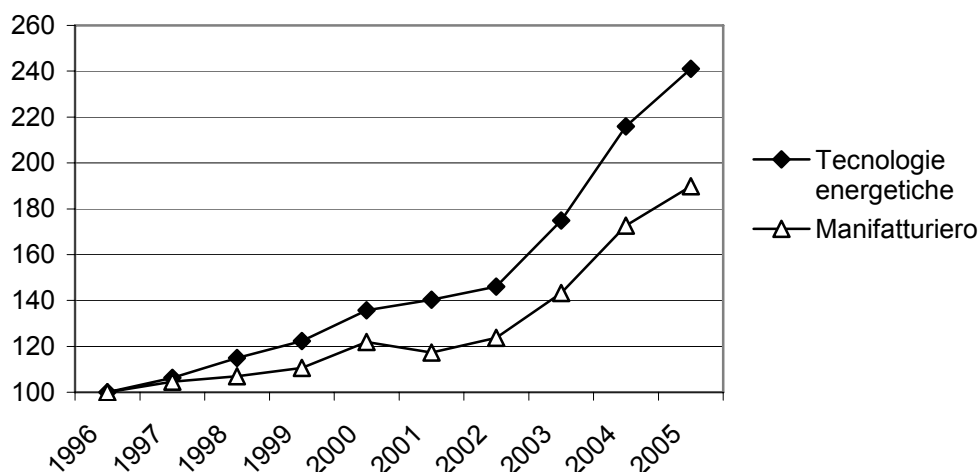
¹⁷ I prodotti sono stati identificati sulla base della classificazione Harmonized System (HS) del commercio internazionale, specifica a 6 digit. La fonte dei dati è l'ONU che copre gli scambi commerciali per tutti i paesi a livello mondiale. Sono stati identificati e trattati i tre aggregati fondamentali di prodotti relativi alle tecnologie termoelettromeccaniche, a quelle nucleari, e a quelle per la produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili. Per quanto riguarda queste ultime la selezione dei codici è stata effettuata anche in base a riscontri diretti presso i maggiori produttori al fine di tenere conto della non sempre univoca identificazione dei singoli prodotti nell'ambito della classificazione HS (cfr. COM/ENV/TD(2005)23/FINAL, pag. 4). Occorre inoltre considerare che nel caso delle tecnologie di produzione di energia da fonti rinnovabili, l'insieme internazionale degli impegni finanziari a livello di investimenti in ricerca e sviluppo sono consistenti e spaziano su un complesso di ipotesi scientifico-tecnologico molte delle quali non trovano ancora un riscontro sul piano della produzione e degli scambi commerciali. In varia misura questi sforzi di ricerca riguardano anche le tecnologie attualmente commerciate per cui le linee di tendenza e gli assetti tecnologici delle varie tecnologie e dei singoli paesi quali emergono dalle analisi svolte in questo capitolo devono essere considerate prudenzialmente se proiettate nel tempo.

da esse rivestito nel determinare importanti snodi di "vantaggio tecnologico" a livello mondiale. Nel Paragrafo 6.2.3 è esaminata la specifica situazione competitiva dell'Italia soprattutto in relazione al quadro europeo. Il tema della divergenza tecnologica dell'Italia dal resto dell'Europa è infatti qui assunto come centrale, non solo in ragione delle difficoltà competitive incontrate dall'industria nazionale, ma anche in considerazione della difficoltà prospettica del Paese di attuare adeguate strategie energetiche in assenza di uno sviluppo tecnologico coerente. Il Paragrafo 6.2.4 riporta infine alcune considerazioni di sintesi orientate soprattutto a cogliere le maggiori trasformazioni produttive realizzatesi nelle tecnologie energetiche nell'ultimo quinquennio (2000-2005) e maggiormente destinate a segnare le tendenze dello scenario energetico con cui il nostro Paese deve confrontarsi.

6.2.1 La dinamica internazionale degli scambi delle tecnologie per la produzione di energia

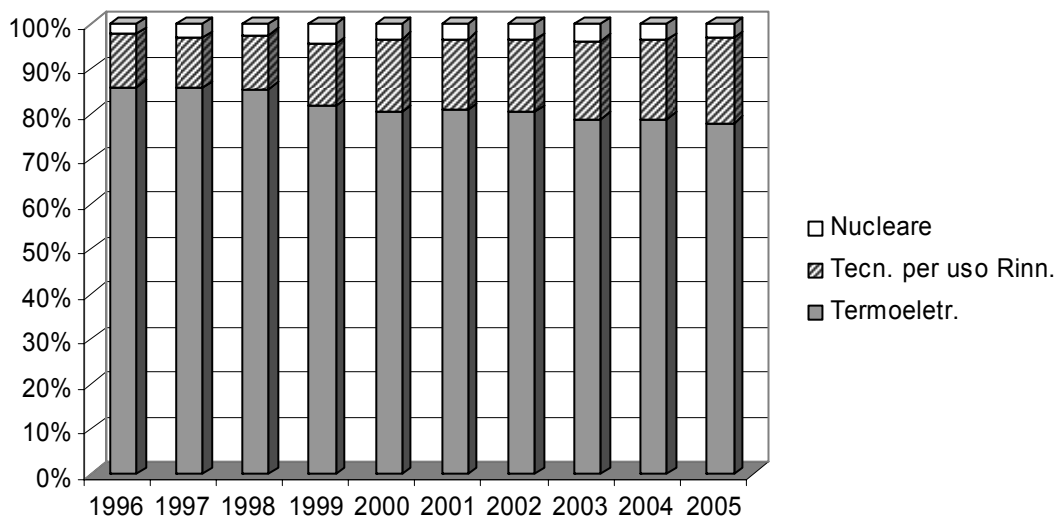
Nell'ambito della complessiva dinamica degli scambi manifatturieri il commercio di tecnologie per la produzione di energia ha registrato un considerevole impulso soprattutto a partire dalla fine degli anni '90 (figura 6.11). All'inizio del nuovo decennio lo sviluppo di questi scambi comincia poi a registrare un forte distacco dal tasso di crescita medio di quelli manifatturieri, superandolo nel 2004 di più del 20%. L'aumento di consistenza del commercio di queste produzioni sul totale manifatturiero, attualmente di poco inferiore all'1,5%, non è però il vero dato emergente di questa dinamica, rappresentata soprattutto dal profondo mutamento che si rileva nella composizione relativa degli scambi (figura 6.12). A fronte dell'assoluta preminenza delle tecnologie della termoelettromeccanica, che fino a inizio decennio rappresentano più dell'80% degli scambi di tecnologie energetiche, si delinea infatti la forte ascesa delle tecnologie collegate alla produzione di energia da fonti rinnovabili che hanno praticamente raddoppiato la propria consistenza, arrivando attualmente a coprire quasi il 20% del commercio del settore. Stabile quanto residuale è, invece, la consistenza relativa agli scambi di tecnologie per la produzione di energia nucleare che si attesta su valori compresi tra il 2,5% e il 3%.

Figura 6.11 - Dinamica degli scambi mondiali di tecnologie energetiche e manifatturiero totale (Indice 1996=100 su valori in \$ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

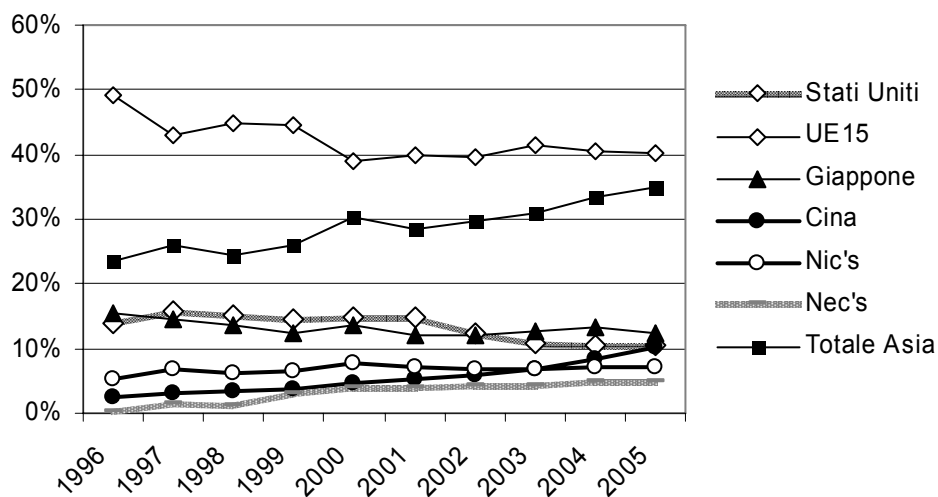
Figura 6.12 - Composizione settoriale delle esportazioni mondiali di tecnologie energetiche (su valori in \$ correnti). Anni 1996-2005



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

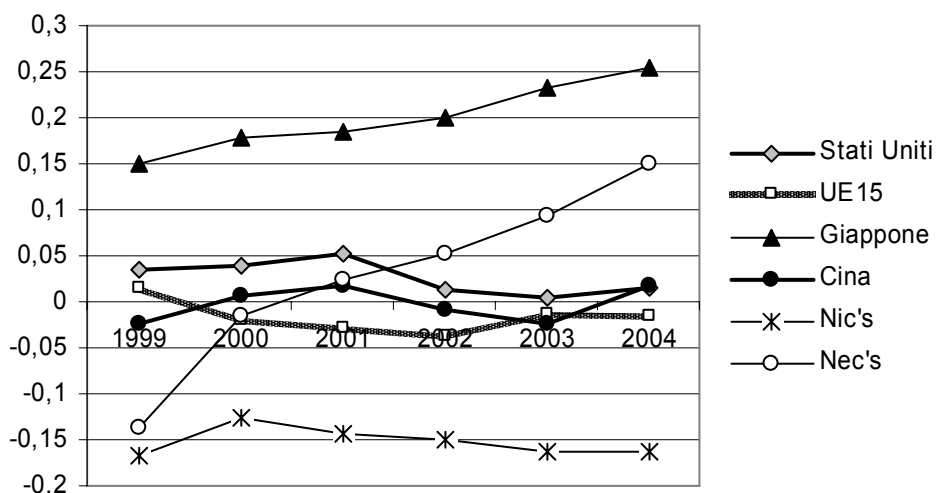
L'evoluzione che il commercio internazionale di tecnologie energetiche ha manifestato, soprattutto nel corso dell'ultimo quinquennio, si afferma significativamente anche nel cambiamento dell'assetto geo-economico degli scambi e del quadro competitivo che da esso deriva (figure 6.13-6.14).

Figura 6.13 - Quote di mercato dei maggiori paesi ed aree sulle esportazioni mondiali di tecnologie energetiche (su valori in \$ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

Figura 6.14 - Specializzazione dei maggiori paesi ed aree nelle esportazioni di tecnologie energetiche rispetto al manifatturiero



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

Nell'area Asiatica, che come è noto è divenuta il nuovo e cruciale centro della produzione industriale a livello mondiale, lo sviluppo degli scambi relativi alle tecnologie energetiche è infatti stato tale da determinare una crescita del vantaggio competitivo dei diversi paesi. Leader incontrastato dell'area è il Giappone, che nel settore detiene pressoché stabilmente una quota di mercato all'export intorno al 13% manifestando una accentuata specializzazione commerciale¹⁸. Ma negli ultimi 3-5 anni anche la Cina ha acquisito progressivamente una posizione di specializzazione commerciale arrivando a superare nel 2005 il 10% della quota mondiale degli scambi del settore. Se si considerano le posizioni dei Nic's (*New Industrialized Countries*)¹⁹ e Nec's (*New Exporting Countries*)²⁰ asiatici, il cui coinvolgimento negli scambi rispecchia prevalentemente l'espansione di Cina e Giappone, l'area Asiatica arriva oggi a rappresentare quasi un terzo del commercio mondiale di tecnologie per la produzione di energia avendo al contempo consolidato una specifica specializzazione in tale settore produttivo.

In questo scenario la posizione competitiva degli altri maggiori attori dell'industria mondiale, Stati Uniti e UE(15), ancorché caratterizzata da una comune diminuzione delle quote di mercato sulle esportazioni mondiali di tecnologie energetiche (12% e 42% rispettivamente è la quota media dell'ultimo triennio), presenta andamenti e accentuazioni assai diverse. Nel caso degli Stati Uniti la specializzazione commerciale nel settore si mantiene sempre positiva e, seppure con forte distacco, seconda solo a quella del Giappone²¹. Nel caso dell'UE(15) emerge, invece, una despecializzazione che solo negli ultimi tre anni si va attenuando e che l'avvicina alle posizioni degli Stati Uniti. Ma è importante d'altra parte non scindere la lettura di queste risultanze dalla forte spinta acquisita dalla dimensione internazionale della produzione e dall'ulteriore allargamento registrato dagli scambi commerciali con l'ingresso nel 2001 della Cina nel WTO. In questo senso occorre in particolare sottolineare come la specializzazione

¹⁸ La specializzazione commerciale è valutata in base alla quota mondiale di export dei singoli paesi o aggregati di paesi nell'aggregato di riferimento in rapporto alla corrispondente quota nel commercio di prodotti manifatturieri. L'indice di specializzazione così calcolato, ISP, è stato poi normalizzato tra i valori -1 e 1, attraverso la seguente trasformazione: $(ISP - 1)/(ISP + 1)$. Valori compresi tra 0 e 1 dell'indice così definito indicano pertanto la presenza di uno specifico vantaggio competitivo nel settore, mentre i valori negativi segnalano la presenza di despecializzazione. Per quanto riguarda la specializzazione del Giappone occorre precisare come questa sia stata influenzata nell'ultimo decennio dall'andamento declinante della quota di export manifatturiero del paese. Tale andamento, influenzato peraltro anche dai vasti processi di investimento all'estero effettuati da diversi operatori multinazionali, non inficia tuttavia il significato del forte vantaggio competitivo che il paese detiene nel comparto e che appare sottolineato dalla stabilità della quota di export in un mercato in significativa espansione.

¹⁹ Comprendono: Corea, Hong Kong, Singapore.

²⁰ Comprendono: Filippine, Indonesia, Malaysia, Thailandia.

²¹ Sembra peraltro opportuno notare come la differenza tra i due paesi misurata in ambito commerciale debba essere letta e quindi "calibrata" in funzione del diverso assetto dei rispettivi sistemi energetici.

commerciale degli Stati Uniti, pur rimanendo di segno positivo, appaia stabilmente indebolita nell'ultimo quadriennio, e come in concomitanza si vada rafforzando la specializzazione della Cina. L'indizio di assetti delle strategie produttive che richiamano importanti processi di delocalizzazione sembra inoltre emergere per gli Stati Uniti dalla relativa stabilità della domanda in termini di importazioni²².

Le recenti evidenze relative allo sviluppo del commercio internazionale di tecnologie per la produzione di energia e il concomitante mutamento degli assetti geo-economici tendono dunque a mettere in luce come la domanda per un uso alternativo dell'energia stia alimentando una nuova fase di strategie di sviluppo produttivo e tecnologico a livello mondiale. Nel nuovo scenario continua ad essere nel complesso rilevante la posizione di relativa forza tecnologica di Giappone e Stati Uniti e secondaria quella della UE(15). Ma l'evoluzione che lo stesso scenario consente di rilevare impone una lettura maggiormente articolata per ambiti tecnologici, rispetto ai quali sempre più rapidamente si va qualificando la domanda di energia.

6.2.2 Sviluppo tecnologico e competitività delle diverse tecnologie energetiche

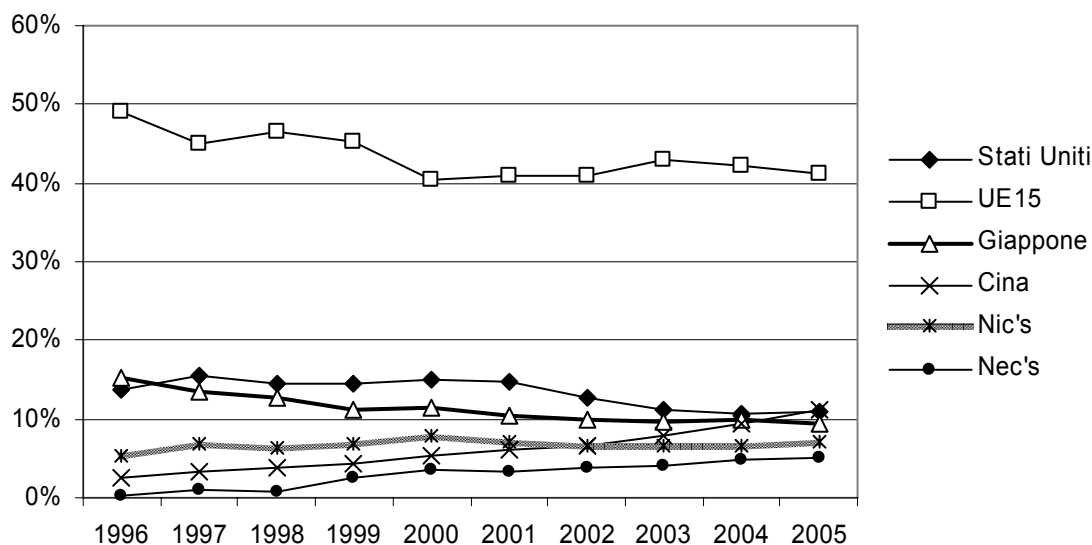
Termoelettromeccanica e nucleare

Se si prendono in considerazione le tecnologie della *termoelettromeccanica*, le più "tradizionali" di tutto il settore delle tecnologie energetiche, lo scenario geo-economico appare concentrato sui "blocchi" occidentali di Stati Uniti e UE(15). Il profilo delle quote di export di queste due aree e della relativa specializzazione commerciale risulta in buona misura in linea con quello del settore delle tecnologie energetiche nel suo insieme evidenziando, nel caso dell'UE(15), una relativa tenuta delle posizioni di mercato. Tale tenuta non traduce tuttavia una reale forza competitiva: l'UE(15) infatti, appare nell'insieme despecializzata rispetto al manifatturiero (figure 6.15-6.16)²³ e solo di recente manifesta segnali di un qualche recupero. Questo risultato si deve peraltro essenzialmente al contributo positivo di un solo paese, la Germania, che con quote crescenti arriva nel 2005 a coprire quasi il 17% delle esportazioni mondiali divenendo leader assoluto del comparto termoelettromeccanico.

²² La ricollocazione all'estero da parte degli Stati Uniti di parte della capacità produttiva, specialmente manifatturiera, è in realtà fenomeno di carattere generale, incentivato dalla massiccia importazione di capitali seguita agli anni di dollaro forte (fino al 2001, dunque). I tratti, anche commerciali, di questa accelerata globalizzazione risultano comunque enfatizzati nell'area Asiatica, e in Cina in particolare, dove nell'ultimo decennio si è andato a concentrare l'afflusso di investimenti diretti esteri.

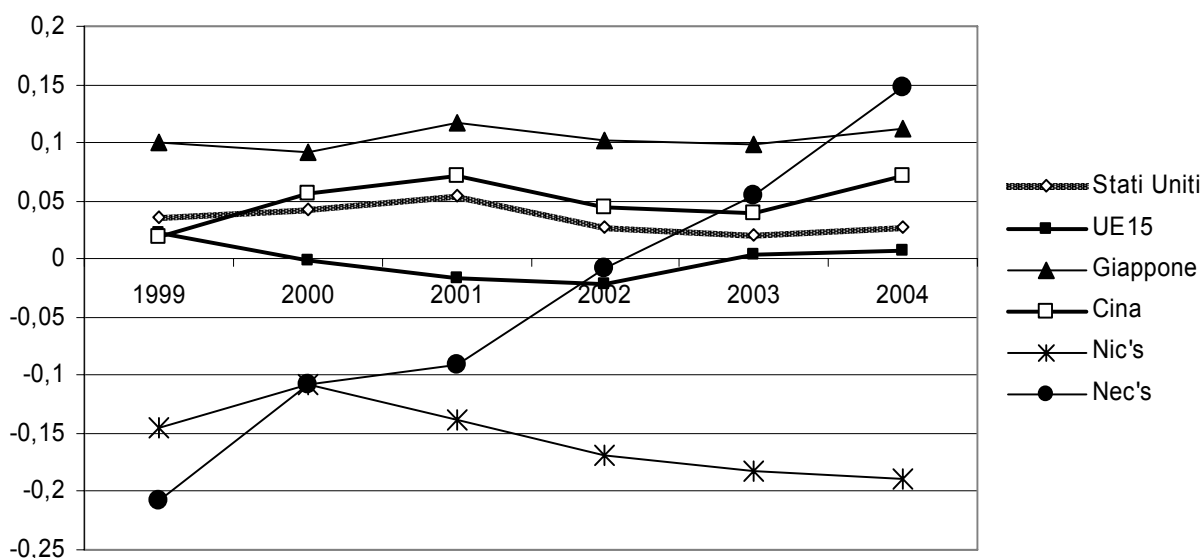
²³ Oltre che in relazione al comparto manifatturiero, la specializzazione commerciale per le diverse tecnologie energetiche è stata valutata anche in relazione allo specifico comparto energetico al fine di cogliere in modo puntuale l'esistenza di vantaggi di tipo relativo.

Figura 6.15 - Quote di mercato dei maggiori paesi ed aree sulle esportazioni mondiali di tecnologie termoelettromeccaniche (su valori in \$ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

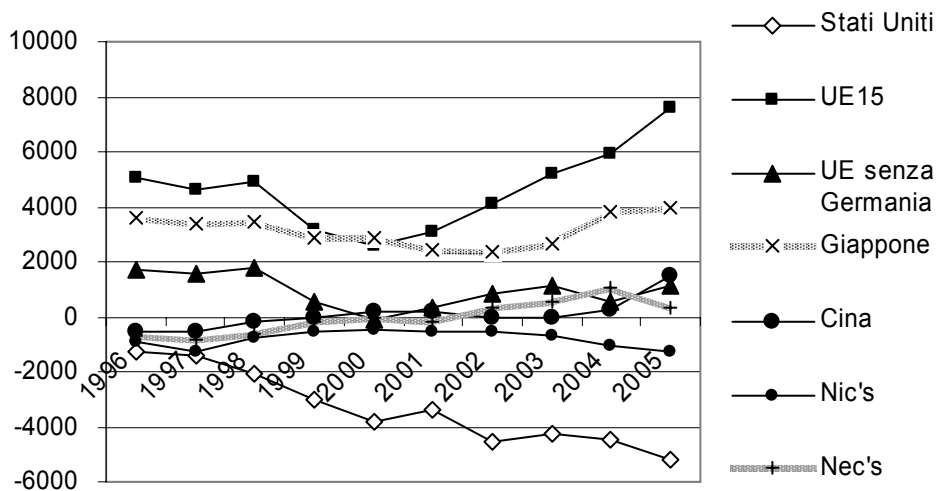
Figura 6.16 - Specializzazione dei maggiori paesi ed aree nelle esportazioni di tecnologie termoelettromeccaniche rispetto al manifatturiero



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

L'apporto positivo di questo paese, anche in termini di saldi commerciali, è inoltre decisivo per l'andamento e la consistenza del saldo commerciale di tutta l'UE(15) (figura 6.17). Il contributo di tutti gli altri paesi europei presenti nel settore (Francia, Regno Unito, Italia, Svezia, Danimarca, Finlandia) è, invece, relativamente marginale e non sottende il consolidamento di una specifica capacità competitiva, essendo il trend delle diverse quote di mercato all'export, soprattutto nell'ultimo quinquennio, variamente declinante.

Figura 6.17 - Saldi commerciali dei maggiori paesi ed aree nelle tecnologie termoelettromeccaniche (milioni di \$ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

Nel caso degli Stati Uniti la specializzazione commerciale, diversamente dall'UE(15) sempre positiva, segnala ancora una significativa presenza del paese nel comparto, ma si va indebolendo e "accompagna" il progressivo incremento del passivo degli scambi.

Sul fronte asiatico la posizione del Giappone risulta, al contrario, profondamente divergente da quella rilevata nell'ambito delle tendenze generali del commercio delle tecnologie energetiche. Il paese, infatti, pur mantenendo una posizione di specializzazione, perde lungo tutto il periodo quote di mercato (dal 15% al 10%) e registra una contrazione dell'attivo commerciale. Le posizioni della regione Asiatica sono compensate essenzialmente dalla Cina che, soprattutto nel triennio 2003-2005, registra in questo comparto un incremento delle quote di mercato nel superiore alla media settoriale e consegue attivi commerciali crescenti. Il resto della "piattaforma" regionale asiatica, rappresentato da Nic's e Nec's, accresce, invece, le proprie quote di export nella termoelettromeccanica in misura inferiore alla media settoriale, e appare sostanzialmente deficitario negli scambi commerciali.

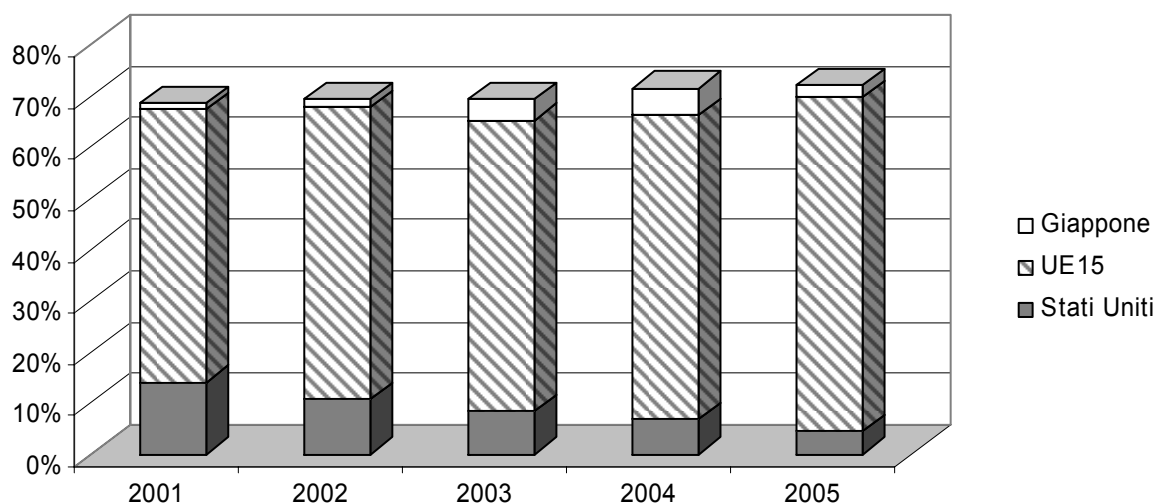
L'evoluzione del settore termoelettromeccanico quale appare dagli scambi commerciali, tende dunque a far emergere in misura più netta non solo scelte produttive e tecnologiche che, i diversi paesi, hanno saputo e/o potuto compiere rispetto alla domanda di un "nuovo" uso dell'energia, ma inizia anche a riflettere specifici orientamenti che sottendono la "storia tecnologica" dei diversi paesi. Rispetto alla relativa diffusione della rete di produzione del settore, che contribuisce di per sé a generare una minore polarizzazione degli scambi, è inoltre importante rilevare come si delinea una struttura di "vantaggi competitivi" variamente modulata intorno ai maggiori leader tecnologici.

La posizione di Stati Uniti e Giappone sembra così indicare l'inizio di un nuovo processo di sviluppo tecnologico e di specifica diversificazione nel campo delle tecnologie energetiche che si va alimentando su nuovi fronti, come si vedrà più avanti con le tecnologie per l'uso delle fonti rinnovabili. Ma la diversificazione non implica una "perdita di interesse" per il settore quanto, piuttosto, una diversificazione sul piano della "divisione internazionale del lavoro" che vede, spesso proprio in produzioni o fasi di produzione reputate "mature", un sempre maggiore coinvolgimento dell'economia cinese.

Il caso europeo appare in qualche modo più complesso. La lettura dell'Unione dei 15 nel suo insieme è infatti mediata dalla presenza di attori diversi e spesso presenti con diversi gradi di specializzazione. L'eccellenza della Germania nel settore termoelettromeccanico è coerente con la storia tecnologica di questo paese ma certamente deve essere valutata accanto ad altri tipi di eccellenze tecnologiche, quali quelle della Francia e, in minor misura, del Regno Unito nelle tecnologie nucleari o quella della Danimarca nell'eolico. Anche nel caso dell'UE(15) occorre tuttavia rilevare come sia in atto un processo che in molti paesi guarda tanto allo sviluppo quanto alla diversificazione delle tecnologie. Questo aspetto risulta senz'altro significativo

osservando la dinamica del mercato delle tecnologie nucleari (figura 6.18), dove l'UE(15) insieme con la Russia arriva a coprire più dell'80% delle esportazioni mondiali, e di quello relativo alle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili, rappresentativo di una frontiera tecnologica in forte movimento.

Figura 6.18 - Quote di mercato dei maggiori paesi ed aree sulle esportazioni mondiali di tecnologie nucleari (su valori in \$ correnti)



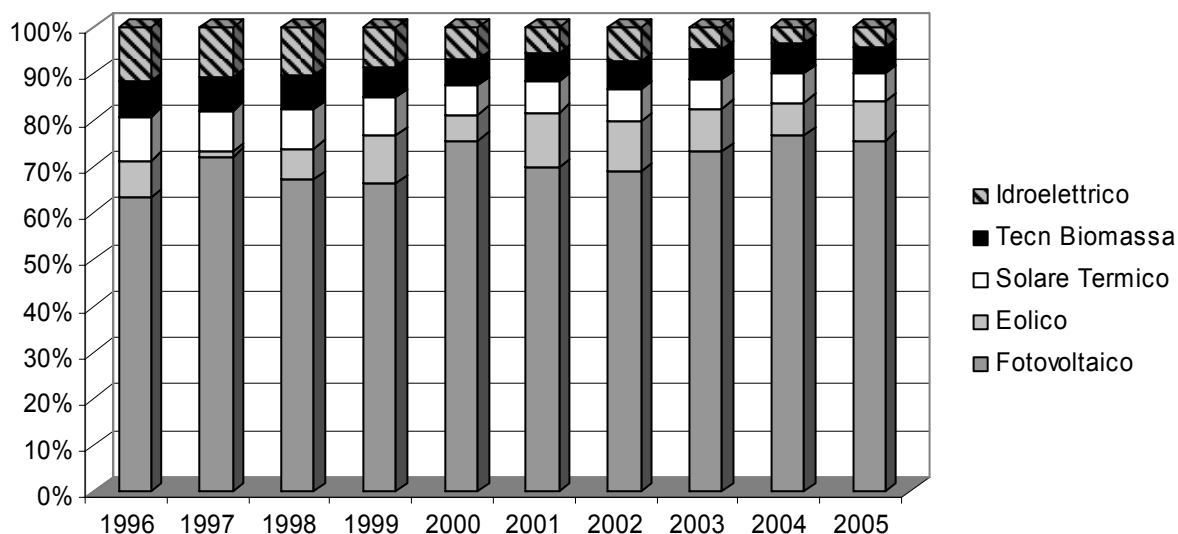
Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

Tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili

Lo straordinario impulso che la produzione di energia da fonti rinnovabili ha acquisito nell'arco dell'ultimo decennio emerge con grande efficacia dallo sviluppo del commercio internazionale di tecnologie applicate in quest'ambito. Nel quadro della produzione manifatturiera mondiale la crescita degli scambi di tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili (da questo momento in poi Fer-man) è apparsa infatti sempre più accelerata distaccando fortemente la crescita media del commercio manifatturiero a partire dal 2000 e dando luogo nel 2005 ad un volume di scambi quasi quadruplo di quello iniziale.

L'evoluzione registrata da questi scambi negli ultimi 3-4 anni testimonia tanto un sensibile aumento della domanda per questo tipo di tecnologie, quanto un rafforzamento di quei processi di internazionalizzazione produttiva sui quali si è consolidato lo sviluppo tecnologico delle Fer-man. Ma interessa soprattutto sottolineare come tale evoluzione sia stata trainata dallo sviluppo e dalla domanda per particolari tecnologie con un aumento della concentrazione degli scambi per le Fer-man del fotovoltaico, da sempre predominanti nello scenario degli scambi per la forte polarizzazione geo-economica, attualmente giunte a coprire circa i $\frac{3}{4}$ dell'intero commercio, e di quelle dell'eolico, che contribuiscono a circa il 10% del totale degli scambi. Il restante 15% del commercio mondiale di Fer-man si redistribuisce, invece, pressoché equamente, tra le tecnologie relative alla produzione di energia da biomasse, le turbine per la produzione idroelettrica e le tecnologie del solare termico (figura 6.19). In queste aree tecnologiche il trend del commercio mondiale ha registrato incrementi significativamente inferiori alla crescita del comparto Fer-man, soprattutto nel caso dell'idroelettrico, la cui quota sugli scambi mondiali di Fer-man subisce la riduzione più drastica, passando da poco meno del 12% a poco più del 4%.

Figura 6.19 - Composizione settoriale delle esportazioni mondiali di tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili (su valori in \$ correnti)

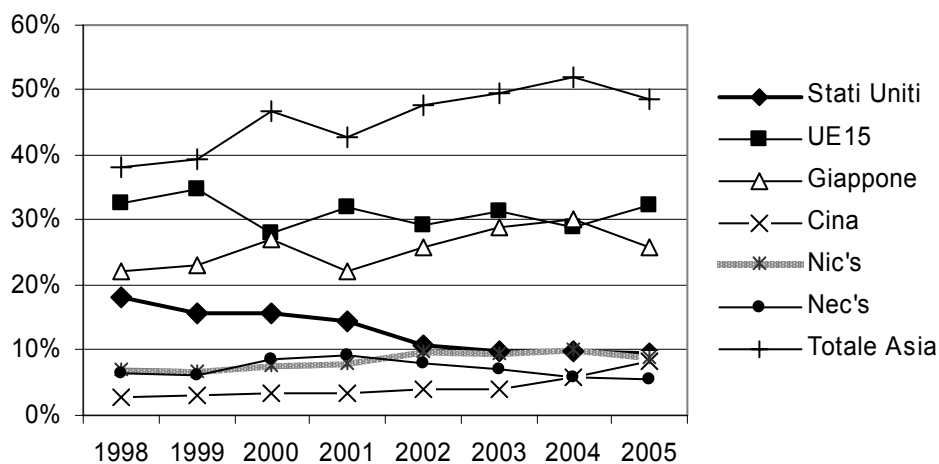


Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

L'evoluzione tecnologica delle Fer-man ha investito inoltre in varia misura e in base alle diverse specificità produttive, sia le maggiori aree industriali (Stati Uniti, UE(15), Giappone) sia quelle emergenti della Cina e del Sud-Est Asiatico, modificando fortemente negli ultimi anni l'assetto geo-produttivo di tutto il comparto.

Partendo dai dati aggregati sul commercio delle Fer-man per paesi e aree geografiche è possibile delineare un primo importante scenario di quella che, lungo diverse articolazioni, è oggi la complessa mappa della "divisione internazionale del lavoro" nella produzione di tecnologie per l'uso di fonti rinnovabili. In tale quadro (figura 6.20) lo spostamento del baricentro produttivo da Ovest ad Est è di tutta evidenza. Diminuiscono infatti drasticamente le quote di mercato all'export degli Stati Uniti (una contrazione di più del 35% che si traduce in quote di mercato all'export di poco superiori al 10%), mentre cresce, con diverse accentuazioni, il contributo dell'estremo Oriente comprensivo del Giappone, della Cina e delle aggregazioni dei Nic's e dei Nec's asiatici.

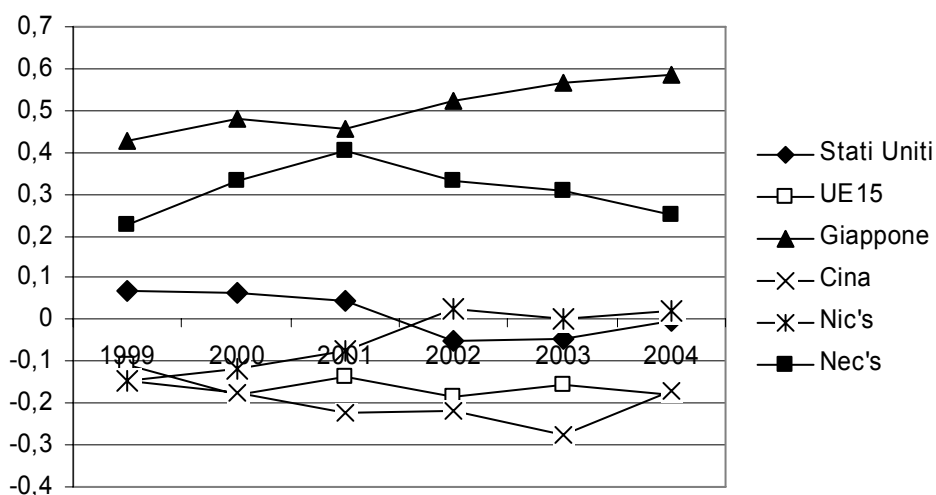
Figura 6.20 - Quote di mercato dei maggiori paesi ed aree sulle esportazioni mondiali di tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili (su valori in \$ correnti)



Fonte: elaborazioni ENEA su dati ONU

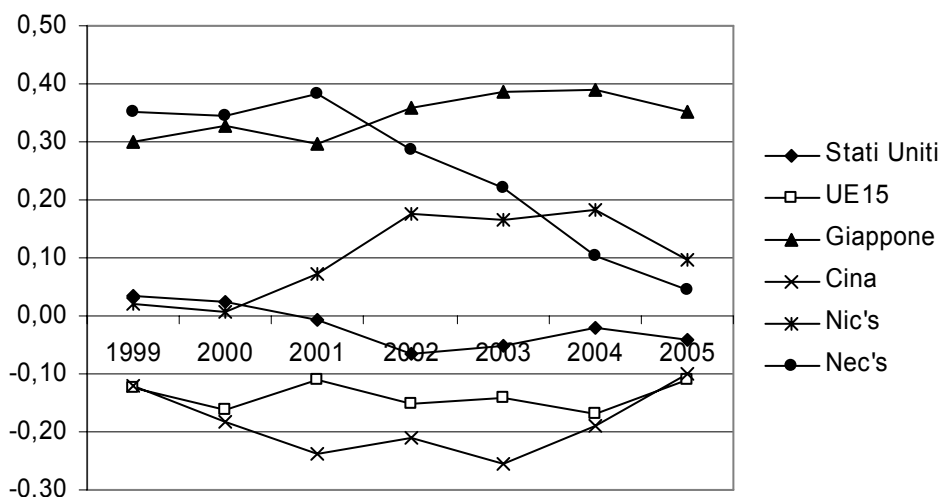
Nell'ambito della crescente rilevanza dell'area Asiatica occorre infatti distinguere la posizione del Giappone, presente con una elevata specializzazione commerciale in queste produzioni e con saldi commerciali attivi e crescenti; quella dei Nec's, anch'essi con un attivo crescente e con una specializzazione commerciale comparabile a quella del Giappone, anche se in flessione nell'ultimo quadriennio; la Cina e i Nic's con una specializzazione ancora debole ma crescente e saldi commerciali caratterizzati da passivi crescenti (figure 6.21-6.22). La crescita della "piattaforma" asiatica appare quindi indicativa di quelle importanti trasformazioni che hanno interessato nell'ultimo decennio l'evolversi delle specializzazioni produttive a livello internazionale in presenza di importanti complessi processi di sviluppo tecnologico, spesso accompagnati da un elevato grado di internazionalizzazione produttiva.

Figura 6.21 - Specializzazione dei maggiori paesi ed aree nelle esportazioni di tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili rispetto al manifatturiero



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

Figura 6.22 - Specializzazione dei maggiori paesi ed aree nelle esportazioni di tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili rispetto al totale delle tecnologie energetiche

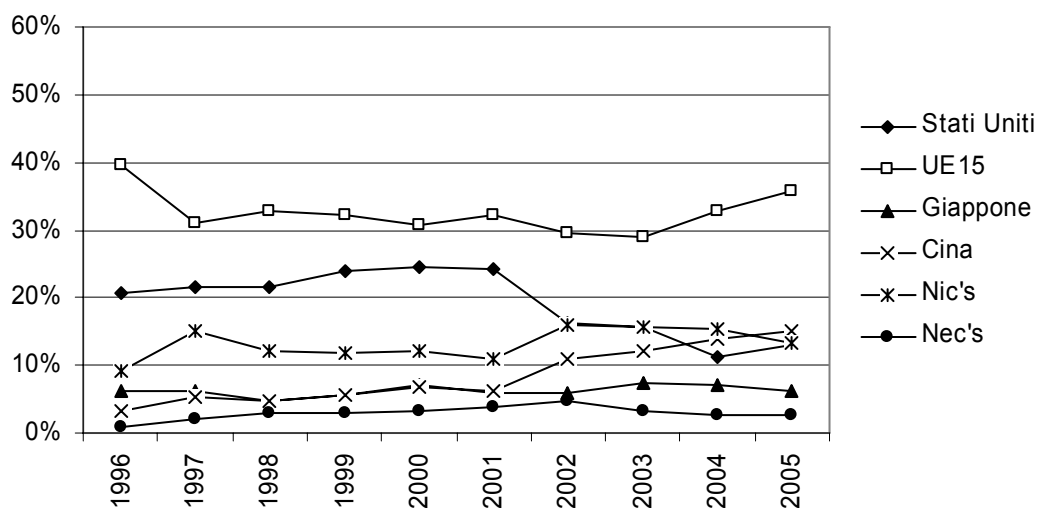


Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

L'avanzata del "colosso" cinese nelle produzioni tecnologicamente avanzate (cfr. Quinto Rapporto dell'Osservatorio Enea sulla competitività tecnologica), si è andata in particolare delineando come l'esito di un fitto intreccio di relazioni produttive e commerciali sempre più intense ed estese, con effetti non sempre univoci sugli assetti commerciali, ma non per questo meno rilevanti sul piano del suo "decollo" tecnologico. Le profonde ristrutturazioni produttive e organizzative che hanno interessato, nell'ultimo decennio, le imprese giapponesi e l'intera regione asiatica hanno infatti prodotto vaste delocalizzazioni produttive di parti o di interi segmenti industriali in Cina, alla ricerca sia di costi di produzione più bassi, sia di nuove complementarità tecnologiche e maggiori efficienze organizzative oltre che di mercati in forte espansione. La quota di mercato cinese sulle esportazioni mondiali di prodotti ad alta tecnologia è così aumentata rapidamente: nel 2001 era intorno al 4,8% e in soli tre anni è pressoché raddoppiata, superando il 9%. Altrettanto imponente è stato l'incremento della quota delle importazioni cinesi di prodotti ad alta tecnologia, che è passata dal 5,3% del 2001 al 9,3% del 2003, facendo divenire la Cina di gran lunga il più importante mercato di sbocco di prodotti ad alta tecnologia dell'area asiatica e, subito dopo gli stati Uniti, il più grande paese importatore a livello mondiale.

Ma se si guarda alla dinamica del mercato delle Fer-man le performance della Cina appaiono ancora più sorprendenti. Da una quota di export di poco superiore al 3% nel 2001, la Cina è infatti passata nel 2005 ad una quota pari a quasi l'8,5% dell'export mondiale di Fer-man, divenendo al contempo il primo paese importatore con quasi il 15% di quota (figura 6.23). Occorre tuttavia rilevare come nel caso delle Fer-man le performance commerciali della Cina siano confrontabili con quelle dei Nic's asiatici, anch'essi detentori di quote di export prossime al 9% e quote di import intorno al 15%. Lo sviluppo commerciale di quest'area è inoltre precedente a quello della Cina, documentando un importante ampliamento della produzione e degli scambi di Fer-man nel quadrante asiatico soprattutto a partire dal 2002.

Figura 6.23 - Quote di mercato dei maggiori paesi ed aree sulle importazioni mondiali di tecnologie per le fonti rinnovabili (su valori in \$ correnti)



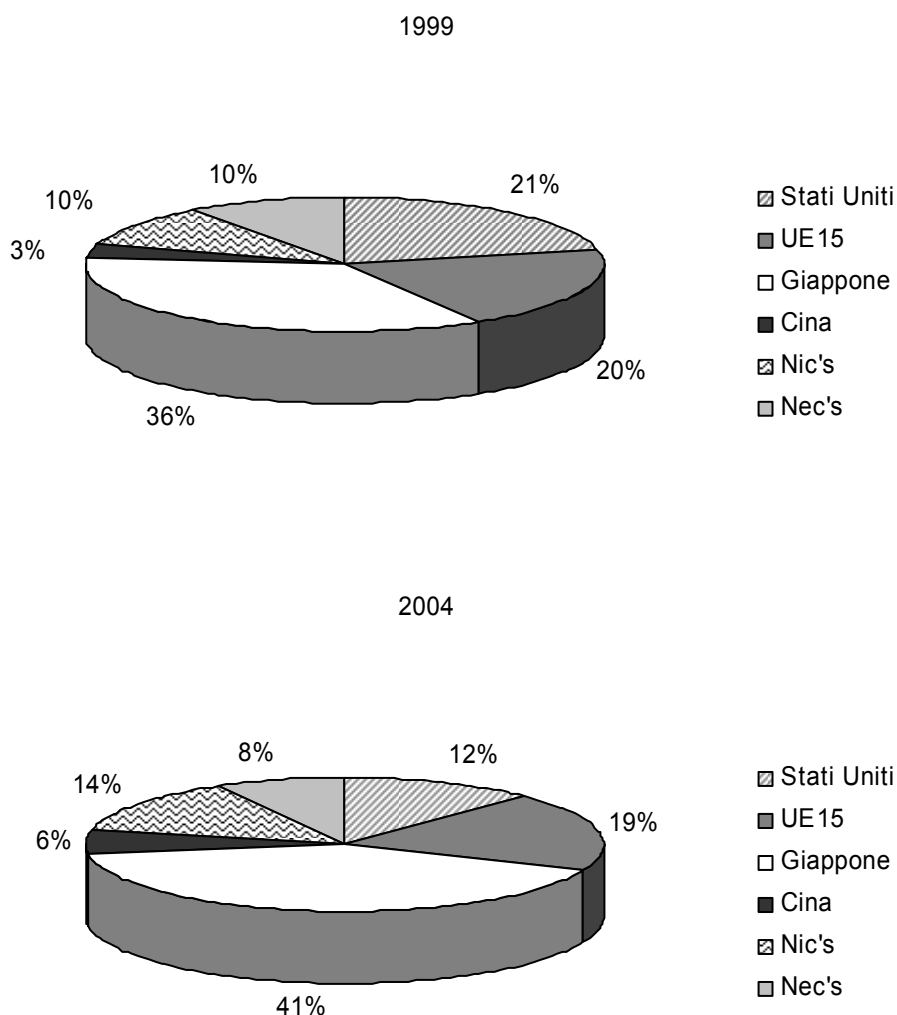
Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

Considerata l'accelerata dinamica che proprio in questo scorcio di tempo ha caratterizzato il commercio mondiale di Fer-man, è dunque evidente come tutto l'asse che va dal Giappone alla Cina attraversando i Nic's e i Nec's si configuri oggi non solo come polo di massima rilevanza commerciale, ma anche come traino fondamentale dello sviluppo produttivo del comparto. Ciò detto, non è tuttavia del tutto corretto restituire una lettura eccessivamente semplificata di un'area tecnologica a così rapido sviluppo e ricca di trasformazioni al suo interno. È quindi necessario approfondire le valutazioni fatte alla luce dell'analisi delle tecnologie di cui si compone, a cominciare da quelle del fotovoltaico e dell'eolico che, oltre ad avere registrato la massima crescita degli scambi commerciali a livello internazionale, sono divenute un importante punto di approfondimento delle specializzazioni e degli assetti competitivi dei diversi paesi coinvolti.

Iniziando dal fotovoltaico si osserva che è proprio in questa area tecnologica che dal 2001-2002 si sono determinate le maggiori trasformazioni anche da un punto di vista geo-economico (figura 6.24). Gli Stati Uniti, presenti fino alla fine degli anni '90 con quasi il 20% della quota di export mondiale, registrano un dimezzamento della stessa a partire da tale periodo, mentre crescono di circa 5 punti percentuali quella della Cina, che si approssima nel 2005 al 9%, e di circa 3 quella dei Nic's, superiore al 13% nel 2004. Parallelamente gli Stati Uniti iniziano anche a registrare un recupero del deficit commerciale conseguendo nell'ultimo biennio un attivo di bilancio. In forte attivo commerciale (attualmente circa 4 mld di dollari), e con una crescita esponenziale del saldo nel periodo osservato, risulta al contempo la posizione del Giappone che arriva a detenere quasi il 40% della quota di export di fotovoltaico, mentre si ridimensiona la portata commerciale dei Nec's, con una flessione delle quote di mercato (export e import) e dell'attivo del saldo.

Le modificazioni registrate nei maggiori flussi commerciali relativi al fotovoltaico consentono quindi di rilevare come, a partire dal biennio 2001-2002, le dinamiche dell'internazionalizzazione produttiva abbiano prevalso sospingendo non solo lo sviluppo commerciale dell'area della Cina e dei Nic's (questi ultimi a parziale detrimento dei Nec's) ma modificando radicalmente l'assetto produttivo degli Stati Uniti. Giappone e Stati Uniti continuano così a rappresentare il "core" business del fotovoltaico e, soprattutto, il "cuore" della sua competenza tecnologica. Così come si è già avuto modo di osservare, nelle aree dei Nic's e della Cina si va invece consolidando un processo sempre più intenso di assemblaggio di componenti e di commercializzazione dei prodotti finiti secondo una dinamica che a livello molto più generale ha interessato i segmenti dell'elettronica nei comparti dell'Ict (cfr. Quinto Rapporto Osservatorio Enea sulla competitività tecnologica).

Figura 6.24 - Quote di mercato dei maggiori paesi ed aree sulle esportazioni mondiali di tecnologie fotovoltaiche. Anni 1999 e 2004 (su valori in \$ correnti)

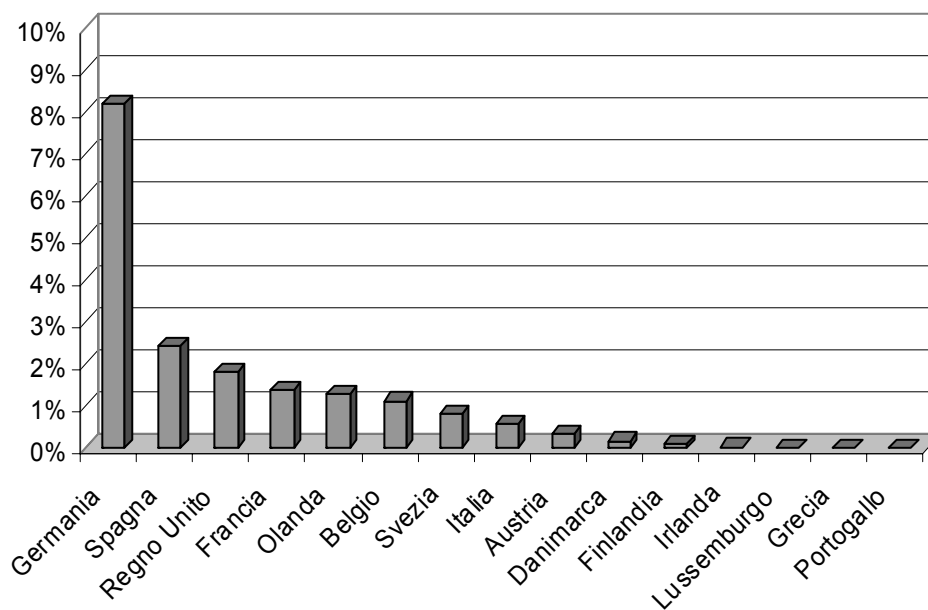


Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

Nell'ambito di questo importante sviluppo del mercato del fotovoltaico occorre però valutare anche il ruolo di soggetti relativamente più marginali a livello mondiale, ma non meno dinamici e interessanti. A questo riguardo, comincia infatti a delinearsi un nucleo di specializzazione in ambito europeo (figura 6.25), con la Germania che, in un mercato in rapida crescita, mantiene saldamente le proprie quote di mercato (8%), le più alte in Europa, e Spagna e Regno Unito che arrivano singolarmente a detenere quote dell'ordine del 2% lungo un percorso di rapida ascesa, con un miglioramento dei rispettivi saldi commerciali (ormai stabilmente attivi nel caso della Spagna). La crescita del mercato europeo appare peraltro assai interessante se si considera il primato della potenza installata. Questo nuovo assetto è infatti responsabile di una sensibile crescita delle importazioni dell'UE(15) che arriva a rappresentare nel 2005 il 35% del totale mondiale, di cui più del 60% dovuto alla Germania.

La rapida evoluzione all'interno dello scenario europeo non riguarda d'altra parte solo l'attenzione per questa specifica tecnologia ma un orientamento più generale relativo allo sviluppo di tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili in linea con gli obiettivi che sull'uso di queste ultime sono stati fissati dall'Unione.

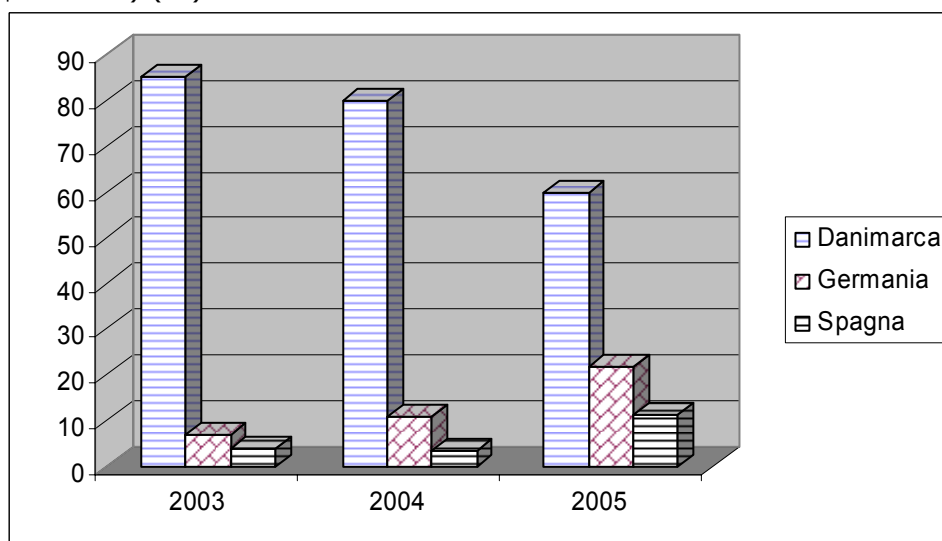
Figura 6.25 - Quote di mercato dei paesi UE(15) sulle esportazioni mondiali di tecnologie fotovoltaiche. Anno 2004 (su valori in \$ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

Rispecchia certamente il forte cambiamento in atto nell'area europea la dinamica associata al settore *eolico*, tradizionale monopolio dell'Europa e più in particolare della Danimarca. Quest'ultimo paese continua infatti a detenere una quota importante delle esportazioni mondiali (circa il 60%), avendo comunque registrato una forte contrazione della stessa dal 2002, in seguito alle posizioni conseguite dalla Germania (22% nel 2005) e dalla Spagna (11% nel 2005) in rapidissima ascesa negli ultimi anni (figura 6.26). La rilevanza strategica del settore si commisura alla crescente domanda espressa dai maggiori economie occidentali, ma negli anni più recenti si è andata proiettando anche sullo sviluppo dell'economia cinese. Nel 2005 la quota di importazioni sul totale mondiale del settore eolico della Cina ha infatti superato il 12%, valore quasi doppio rispetto a quello dell'anno precedente.

Figura 6.26 - Quote sulle esportazioni mondiali nel settore eolico. Anni 2003-2005 (su valori in \$ correnti) (%)



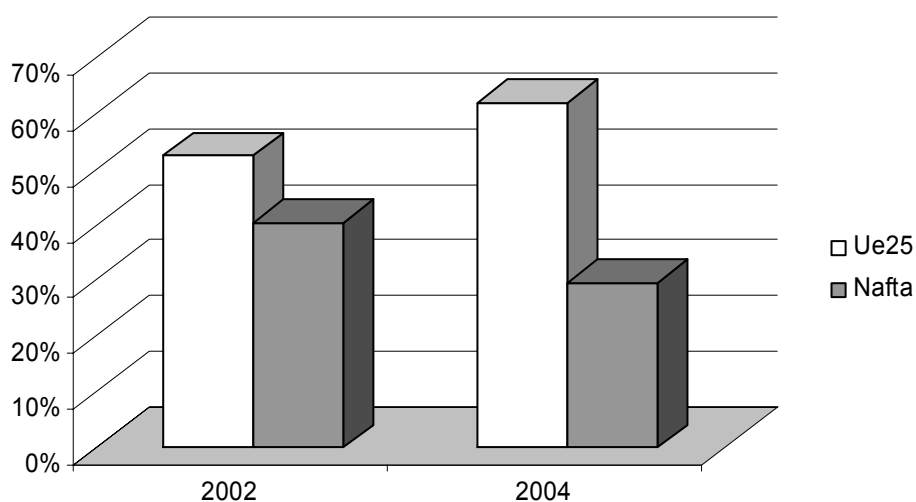
Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

L'emergere di un percorso di rafforzamento produttivo e commerciale nelle Fer-man in Europa appare inoltre confermato dalle quote di mercato sulle esportazioni mondiali relative alla

tecnologia del *solare termico*, stabilmente superiori al 50%. Diversamente dall'eolico, la presenza in questa tecnologia è assai più diffusa e comprende tanto i maggiori paesi europei (Francia, Germania, Italia, Regno Unito), quanto una serie di altri paesi "minori" dell'Unione, del Nord (Austria, Belgio e Paesi Bassi) come del Sud (Grecia e Spagna) anche se con forti differenziazioni. Il cuore della specializzazione europea in questa tecnologia è infatti rappresentato dalla Germania (più del 18% di quota di mercato all'export), dalla Francia (con una quota all'export prossima al 10%) e dall'Austria (più del 6% di quota all'export), paesi in cui si riscontra anche un interscambio in crescente attivo che contribuisce ad ampliare il surplus commerciale di tutta l'Unione, soprattutto dal 2000, e a determinare una posizione di leadership rispetto all'altro maggiore competitore rappresentato dal Nafta²⁴ (più del 30% di quota all'export)²⁵ (figura 6.27).

Dai primi anni 2000 alla performance europea contribuisce significativamente anche l'area dell'UE(10) (figura 6.28) attualmente arrivata a coprire più del 7% dell'export, pressoché totalmente concentrato in Polonia, dove intensi sono stati i processi di investimento e dove la Germania è presente con il massimo numeri di investitori. L'Unione (25) è così oggi rappresentativa di più del 60% del mercato del solare termico mantenendo una quota assai simile a quella precedentemente relativa al nucleo più ristretto dei 15, ma che sottende una direzione di eccezionale sviluppo tecnologico da parte dei paesi maggiormente coinvolti.

Figura 6.27 - Quote di mercato dei maggiori paesi ed aree sulle esportazioni mondiali di tecnologie per il solare termico. Anni 2002 e 2004 (su valori in \$ correnti)

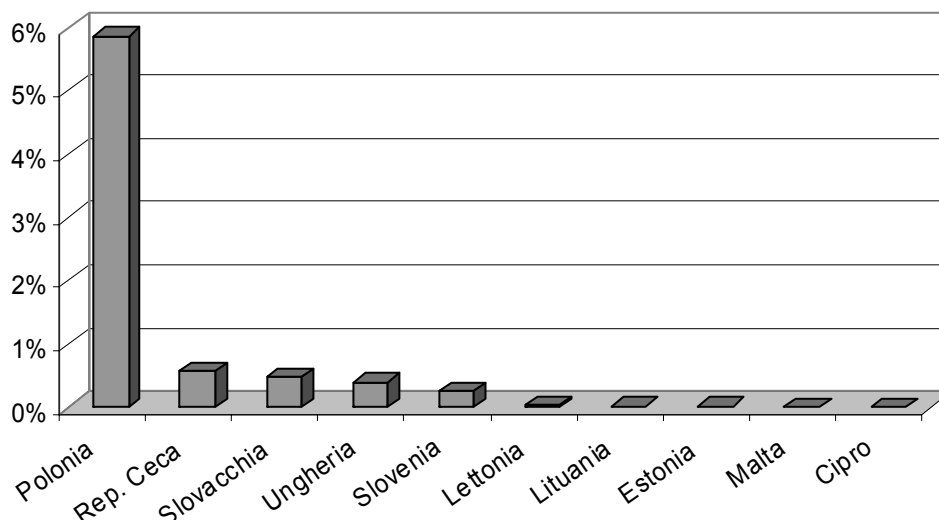


Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

²⁴ Paesi NAFTA (North American Free Trade Agreement) comprendono: Canada, Stati Uniti, Messico.

²⁵ Nel quadro dei maggiori competitori non è stato citato Israele in quanto caso relativamente isolato non commisurabile alle dimensioni di questi ultimi. È noto tuttavia lo sviluppo tecnologico del solare termico in questo paese; sotto il profilo competitivo, deve essere rilevata la stabilità delle quote di export (2%) in un mercato comunque assai dinamico, nonché la presenza di una significativa specializzazione nell'ambito del proprio manifatturiero (poco più dello 0,5% è infatti la quota di export di Israele sul mercato mondiale).

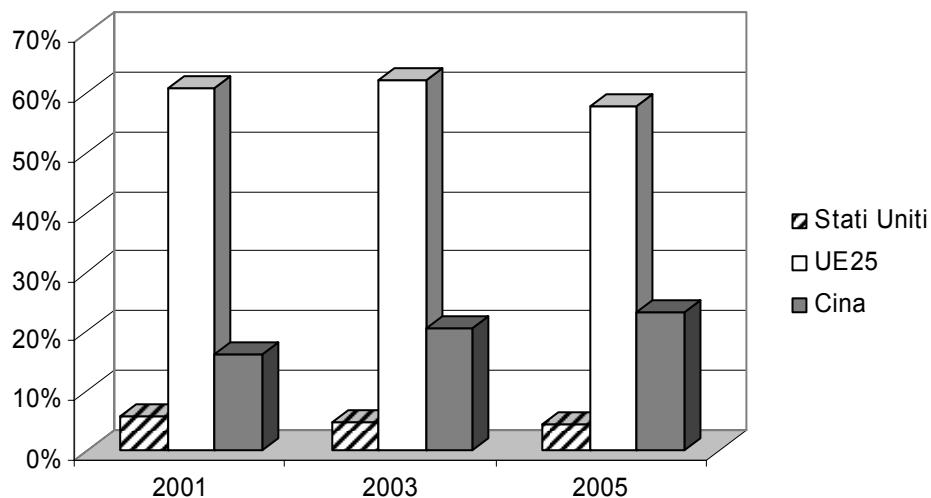
Figura 6.28 - Quote di mercato dei paesi UE 10 sulle esportazioni mondiali di tecnologie per il solare termico, anno 2004 (su valori in \$ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

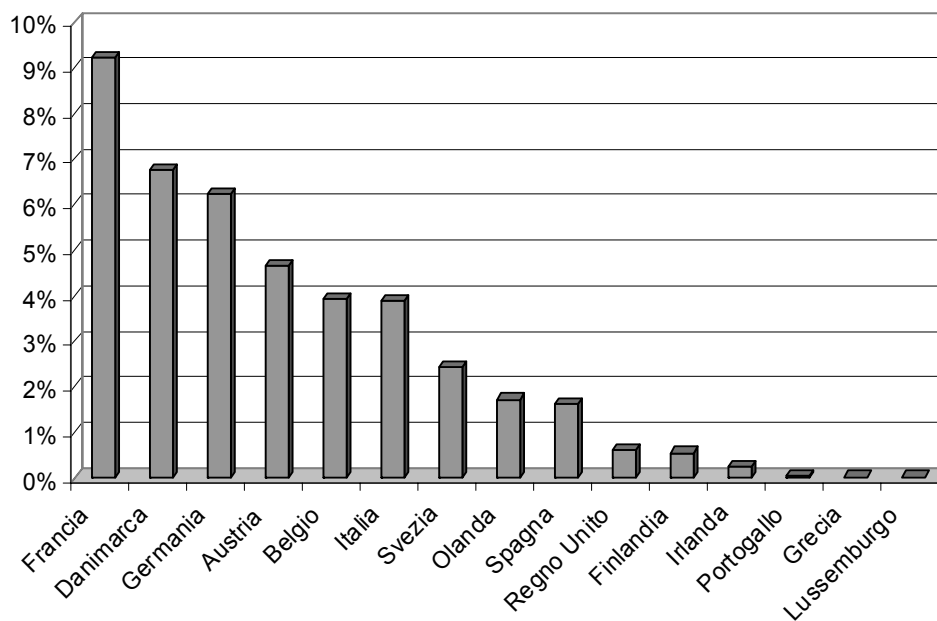
Il consolidamento di un'area diffusa di produzione e scambio di Fer-man a livello europeo caratterizza anche lo sviluppo delle *tecnologie per la produzione di energia da biomasse* (figure 6.29-6.31). In questo caso l'UE(25) copre poco meno del 60% dell'export ed evidenti sono i miglioramenti del saldo commerciale a partire dai primi anni del 2000. La situazione interna all'area si caratterizza tuttavia molto diversamente da quella osservata nel contesto del solare termico. Alla forte espansione nell'ambito dell'UE(10) (soprattutto nella Repubblica Ceca, in Slovacchia e in Ungheria), che da quote all'export pari a circa il 13% passa a quote di circa il 18%, si contrappone infatti nell'UE(15) non solo un ridimensionamento del mercato, ma anche un deficit commerciale crescente. L'andamento positivo del saldo commerciale dell'UE(25) è così determinato dalle performance dell'UE(10), divenuta base di riferimento di un significativo processo di delocalizzazione produttiva. L'UE(15) si conferma così massimo importatore di queste tecnologie (circa il 50% del mercato, mentre poco più del 7% è la quota relativa all'UE(10)), in linea con gli orientamenti più generali di cui si è detto. Nell'ambito dello sviluppo competitivo di queste tecnologie deve essere inoltre segnalata la dinamica della domanda degli Stati Uniti che, con forte accelerazione in un decennio, triplicano la propria quota di import, inizialmente dell'ordine del 10%. Rilevante, in parallelo, appare la crescita della quota di export della Cina (da circa il 10 nel 1996 a più del 23% nel 2005) a fronte di importazioni praticamente inesistenti, testimoniando ancora una volta la propria posizione strategica nella produzione (anche per effetto dei forti afflussi di investimenti diretti esteri dai paesi occidentali) e nella commercializzazione di manufatti connessi allo sviluppo di nuove tecnologie.

Figura 6.29 - Quote di mercato dei maggiori paesi e aree sulle esportazioni mondiali di tecnologie per la produzione di energia da biomasse. Anni 2001, 2003, 2005 (su valori in \$ correnti)



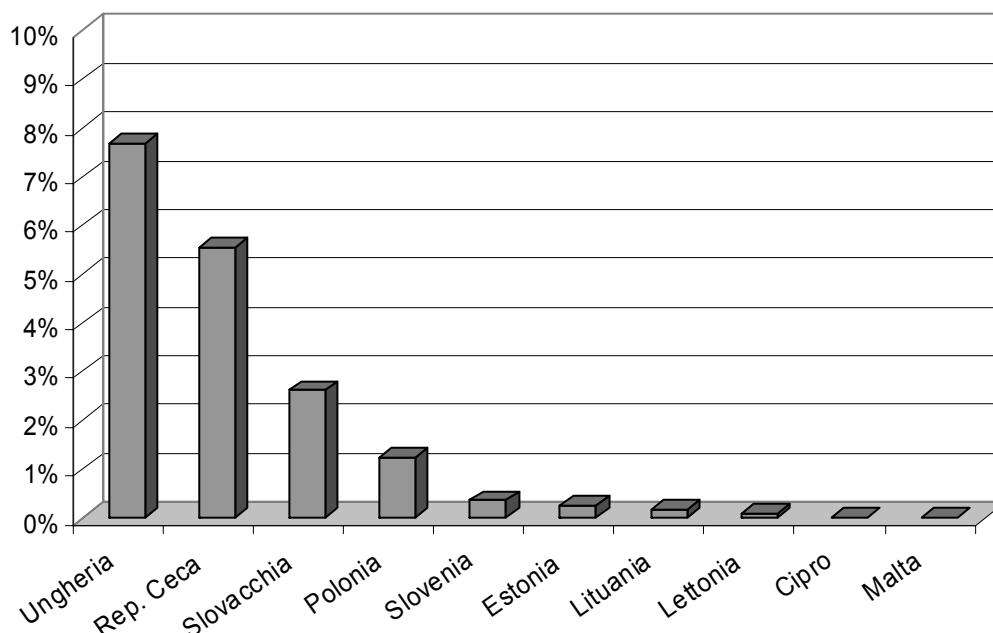
Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

Figura 6.30 - Quote di mercato dei paesi UE(15) sulle esportazioni mondiali di tecnologie per la produzione di energia da biomasse. Anno 2004 (su valori in \$ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

Figura 6.31 - Quote di mercato dei paesi UE 10 sulle esportazioni mondiali di tecnologie per la produzione di energia da biomasse. Anno 2004 (su valori in \$ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

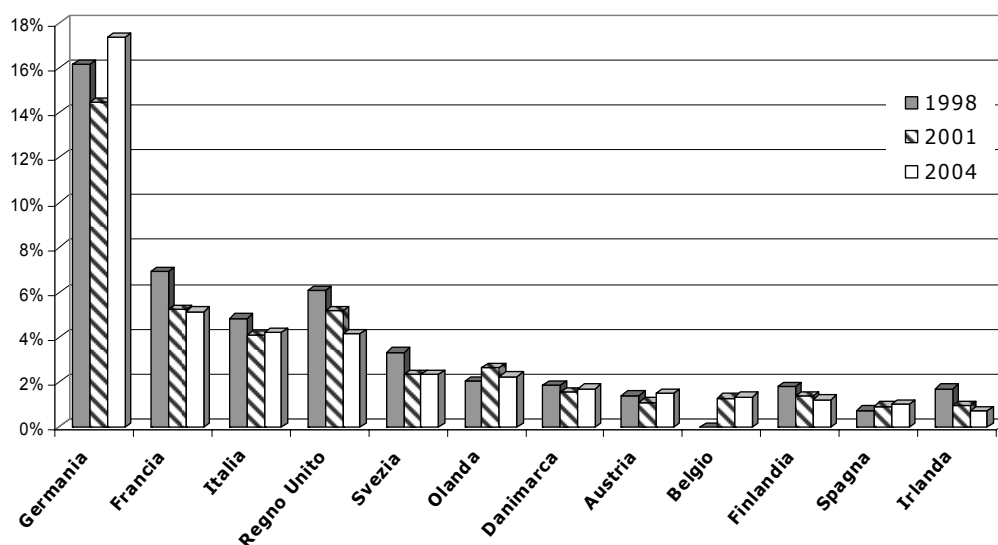
Massima è, infine, la diffusione a livello europeo della specializzazione commerciale relativa alle tecnologie per la produzione di energia *idroelettrica*. Ad una quota commerciale che è superiore al 70% del totale mondiale, l'area europea partecipa infatti con il contributo dell'UE(15) (circa il 50%), dell'UE(10) (circa il 7%), della Romania (2-3%), della Russia (3%) e della Svizzera (più del 10%). Tale assetto si consolida peraltro con saldi positivi e crescenti, con contributi tra i più significativi da parte dei paesi dell'UE(15) maggiormente specializzati, segnatamente Francia, Germania, Austria, e dalla Svizzera. Al rafforzamento dell'area europea corrisponde inoltre una forte crescita della domanda dei paesi asiatici dell'area medio orientale (più del 20% delle importazioni mondiali) e della Cina, in rapida ascesa negli ultimi anni arrivando a detenere più del 16% della quota di import.

6.2.3 La competitività dell'Italia nelle tecnologie energetiche

La posizione competitiva dell'industria italiana nell'ambito delle tecnologie energetiche rispecchia solo in parte le tendenze rilevate fin qui per l'Europa nel suo insieme. Ponendo in particolare l'attenzione quinquennio 2001-2005, durante il quale si è prodotto come visto un "generale fermento" del quadro tecnologico e competitivo a livello mondiale con reazioni anche importanti da parte di diversi paesi europei, l'Italia sembra infatti mostrare alcune incertezze variamente diffuse in tutto il settore.

Iniziando dal comparto della termoelettromeccanica si osserva innanzitutto come nell'arco di quasi dieci anni l'industria italiana abbia guadagnato terreno rispetto ai maggiori competitori europei passando dal quarto al terzo posto nella graduatoria delle quote di mercato all'export grazie a una sostanziale tenuta delle stesse (figura 6.32).

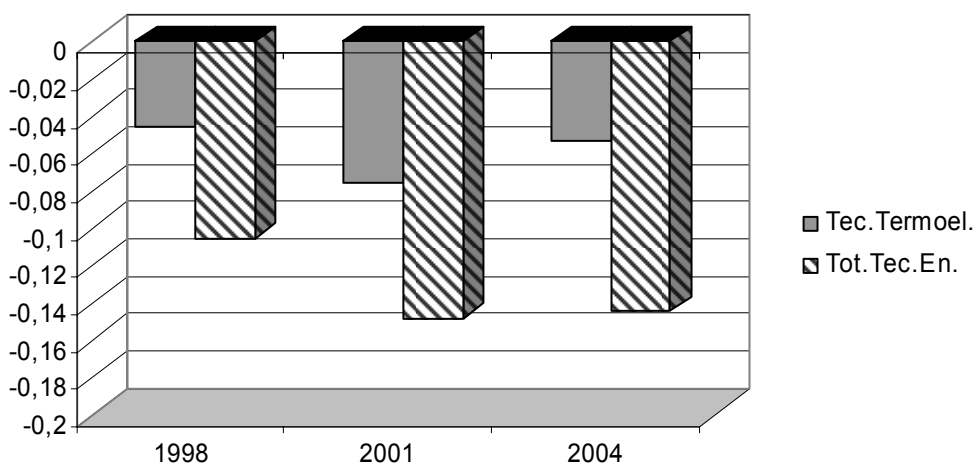
Figura 6.32 - Quote di mercato dell'Italia sulle esportazioni mondiali di tecnologie termoelettromeccaniche nel confronto europeo (su valori in \$ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dai ONU

Importanti, inoltre, risultano i risultati conseguiti sul piano degli scambi commerciali in attivo crescente tra il 2001 e il 2005. L'Italia, tuttavia, non detiene nel comparto posizioni di specializzazione, ma tende piuttosto a manifestare una lieve despecializzazione rispetto al complesso dell'industria manifatturiera (figura 6.33), anche negli anni più recenti in cui più forte è stata la sollecitazione della domanda mondiale. In questo senso l'Italia non appare troppo diversa dalla Francia e dal Regno Unito, ma occorre rilevare come questi siano presenti con altre aree di diversificazione tecnologica. È opportuno, invece, segnalare come le nuove dinamiche abbiano catturato la crescita competitiva di un folto numero di "piccoli" paesi europei dell'Europa del Nord e Scandinava (Paesi Bassi, Danimarca, Svezia) che hanno consolidato posizioni di buona specializzazione o, come nel caso del Belgio, che sono venuti alla ribalta dalle retrovie.

Figura 6.33 - Specializzazione commerciale dell'Italia nelle tecnologie termoelettromeccaniche rispetto al manifatturiero

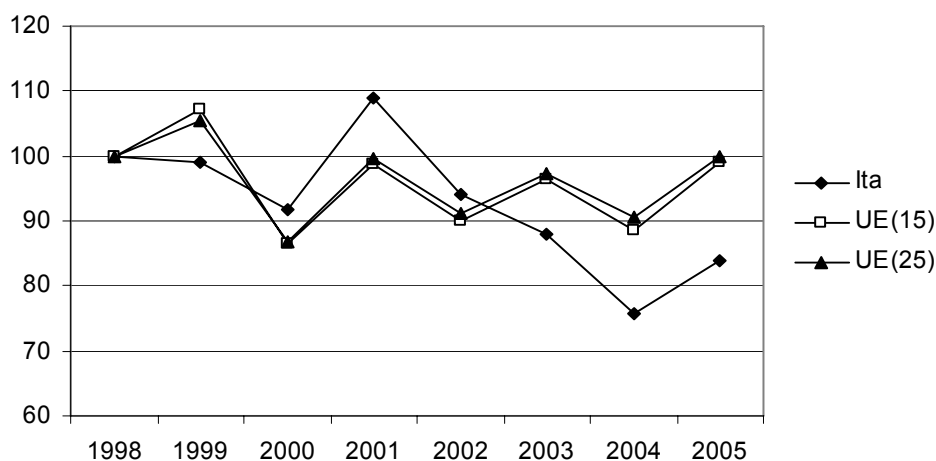


Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

La peculiarità della situazione italiana nel contesto europeo e, soprattutto, nel contesto della risposta competitiva che i paesi europei sono riusciti a dare a fronte del forte processo di cambiamento tecnologico che ha investito anche il settore energetico, non può tuttavia essere pienamente compresa se non guardando al fronte più nuovo delle tecnologie per la produzione

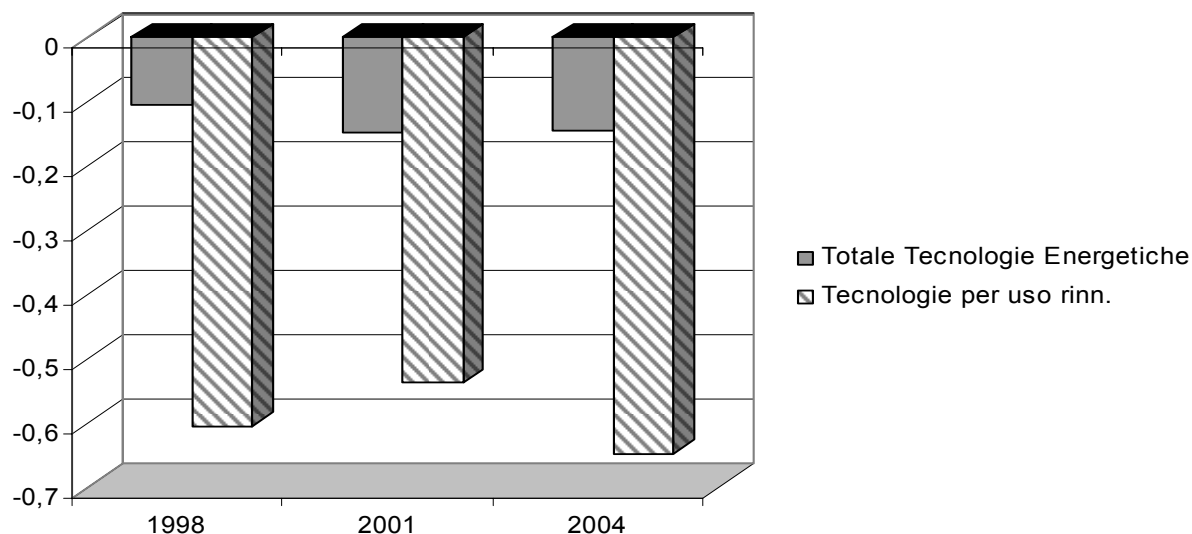
di energia da fonti rinnovabili. L'UE(15), complessivamente despecializzata in quest'area, registra infatti al suo interno "picchi" di specializzazione non solo di grandi paesi, come la Germania in posizione di leadership anche in questo caso, ma, soprattutto, di piccoli paesi quali, come visto, la Danimarca e la Spagna che proprio in virtù della presenza all'interno di questo comparto compiono un forte balzo competitivo in tutto il comparto delle tecnologie energetiche. Oltre ai paesi che detengono un vero e proprio vantaggio competitivo è importante inoltre osservare come vi siano altri casi emergenti, come quello del già citato Belgio, che modificano significativamente la graduatoria delle quote di mercato. La già debole presenza dell'Italia nelle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili determina quindi una retrocessione del Paese nella graduatoria competitiva europea con un passaggio dal settimo al nono posto. Tale debolezza si manifesta nell'ambito delle diverse tecnologie e in controtendenza rispetto agli andamenti delle quote dell'UE(15), determinando un incremento della despecializzazione nel comparto (figure 6.34-6.35).

Figura 6.34 - Dinamica delle quote di mercato dell'Italia sulle esportazioni mondiali di tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili nel confronto europeo (1998=100) (su valori in \$ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

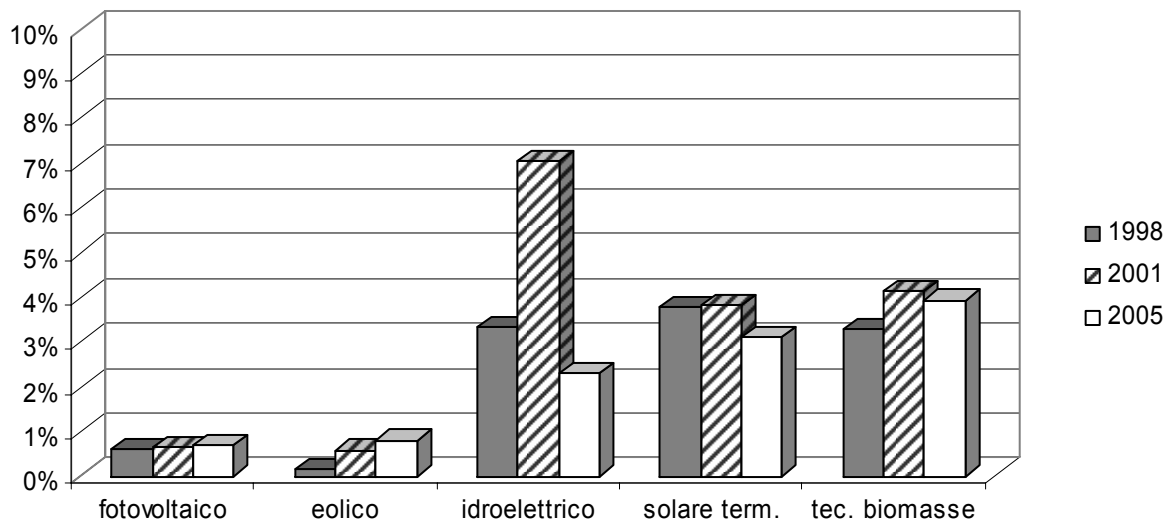
Figura 6.35 - Specializzazione commerciale dell'Italia nelle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili rispetto al manifatturiero (su valori in \$ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

Particolarmente sensibile appare nel confronto europeo l'arretramento relativo delle quote di export nell'idroelettrico e nel solare termico, mentre stagnante è la dinamica delle stesse nell'ambito delle tecnologie del fotovoltaico (figura 6.36).

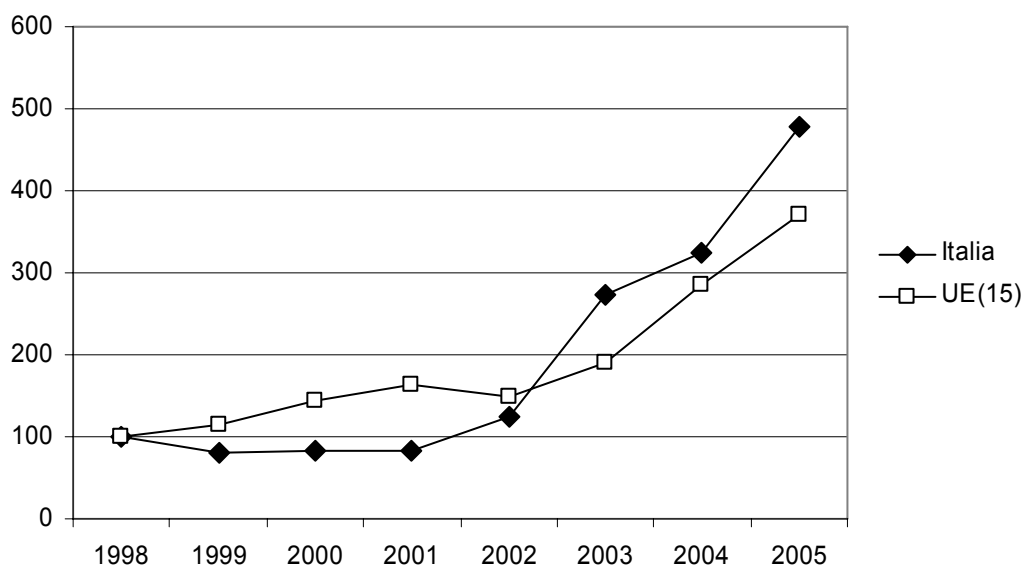
Figura 6.36 - Quote di mercato dell'Italia sulle esportazioni mondiali di tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili (su valori in \$ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

Nell'ultimo triennio agli andamenti declinanti delle quote di export si associa inoltre una crescita delle importazioni superiore a quella media registrata dall'UE(15) (figura 6.37) che genera un deficit commerciale di tutto il comparto delle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili.

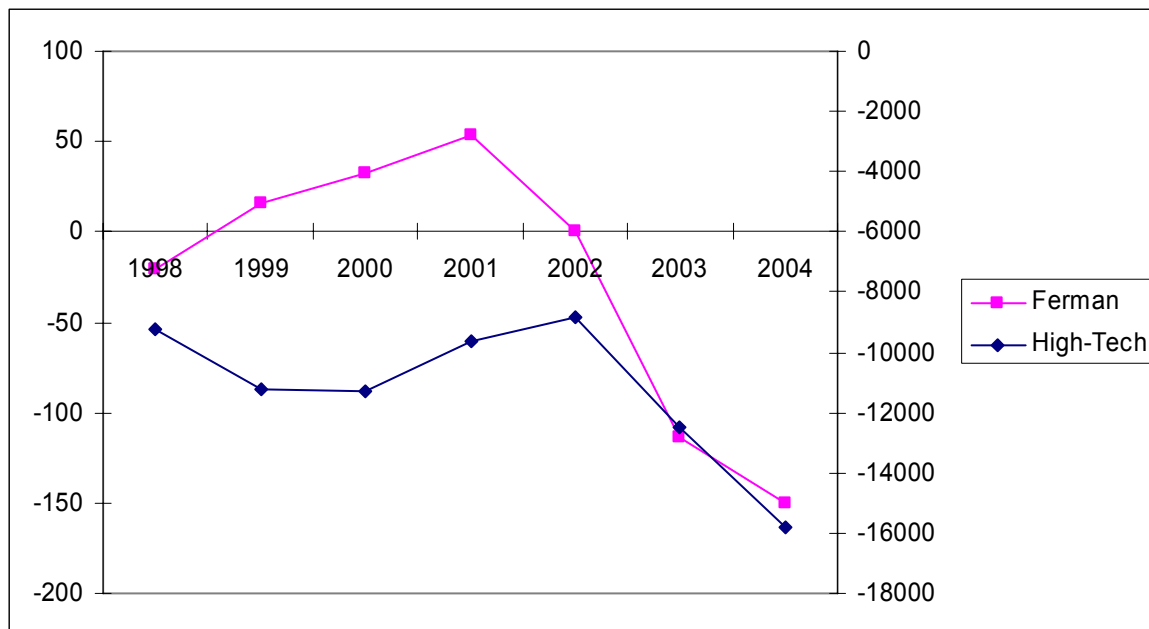
Figura 6.37 - Dinamica delle importazioni dell'Italia di tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili nel confronto europeo (1998=100), (su valori in \$ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

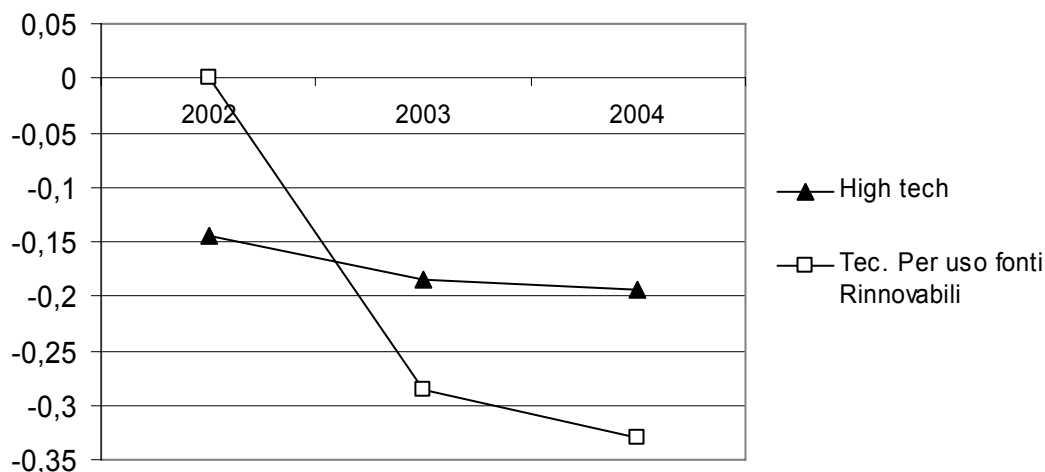
Quest'ultimo raggiunge nel biennio 2003-2004 valori prossimi ai 150 milioni di dollari, con un peggioramento tra il 2002 e il 2004, più sensibile di quello registrato nell'ambito degli scambi di prodotti high-tech (figure 6.38-6.39).

Figura 6.38 - Saldo commerciale dell'Italia nel comparto high tech e in quello delle tecnologie energetiche per l'uso di fonti rinnovabili (milioni di \$ correnti)



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

Figura 6.39 - Saldo commerciale normalizzato²⁶ dell'Italia nel comparto high tech e in quello delle tecnologie energetiche per l'uso di fonti rinnovabili



Fonte: elaborazione ENEA su dati ONU

In assenza di una dinamica competitiva come quella che si va diffondendo in diversi paesi europei, l'Italia sembra dunque iniziare a manifestare in questo campo una specifica forma di dipendenza tecnologica, non in contraddizione con quanto già verificatosi nell'ambito dei processi di ammodernamento tecnologico attuati in precedenza.

²⁶ Il saldo normalizzato, qui calcolato come rapporto tra il saldo commerciale del settore considerato e il corrispondente totale degli scambi, varia tra -1 e 1.

Come visto quello che si è andato a delineare negli ultimi anni è uno scenario di profonda trasformazione del settore energetico con un forte indirizzo verso un più esteso ricorso a fonti alternative di energia che sempre più sollecita specifici processi di sviluppo tecnologico. La competenza dell'Italia nel quadro delle tecnologie energetiche deve dunque essere valutata in senso prospettico.

In primo luogo i positivi risultati che sul mercato il Paese sta comunque registrando nell'area della termoelettromeccanica non sembrano attualmente in grado di superare i limiti di una specializzazione debole alla quale si vanno contrapponendo le posizioni delle aree del sud est asiatico e comunque punti di forza a livello europeo ben più solidi.

In secondo luogo preoccupa l'assenza nelle tecnologie per l'uso di fonti rinnovabili. Tale assenza sembra infatti fare da cornice all'insufficiente ricorso alle fonti rinnovabili da parte del Paese come di recente segnalato dalla Commissione Europea (Piano d'azione per l'efficienza energetica dell'ottobre 2006 e documento sulla riduzione dei gas serra del 10 gennaio 2007), mentre fa emergere un'ulteriore componente di dipendenza tecnologica che si aggiunge a quella, già ponderosa, rappresentata dalla bolletta "energetica".

6.2.4 Considerazioni di sintesi

L'evoluzione del commercio internazionale nell'ambito delle tecnologie energetiche ha fornito indicazioni su aspetti importanti e complessi del mutamento dello scenario energetico mondiale nell'ultimo scorcio di secolo. Accanto ai problemi connessi alla dotazione delle fonti di energia, il richiamo degli adempimenti in materia ambientale ha infatti sollecitato un ricorso più ampio a forme diversificate di produzione energetica dando impulso ad una nuova domanda tecnologica.

In questo quadro le posizioni produttive e competitive dei maggiori paesi industrializzati risultano sostanzialmente coerenti con i tratti delle competenze tecnologiche storicamente acquisite, ma si distinguono anche in base a politiche di rilancio energetico e tecnologico intervenute caso per caso.

Se da una parte colpisce il ruolo assunto dall'area dei paesi asiatici e in maniera crescente dalla Cina nella produzione e nello scambio di tecnologie energetiche, dall'altra non deve infatti sfuggire la dinamica che ha caratterizzato negli ultimi anni i paesi europei. Vasti programmi di incentivazione e di investimento nell'area delle fonti rinnovabili hanno infatti mobilitato i paesi europei dando luogo ad incrementi delle importazioni ma anche a posizioni non secondarie in termini di quote di mercato all'export e di vantaggio relativo. Le nuove dinamiche che si stanno delineando nelle tecnologie per l'uso di fonti rinnovabili, sono fonte di diversificazione tecnologica per i maggiori paesi, mentre per i più piccoli si stanno trasformando in una importante base di progettazione tecnologica. In tale scenario l'Italia appare, invece, inserirsi con molta più difficoltà e mantenendo, comunque, una debole specializzazione anche nelle tecnologie tradizionali. Pur nell'ambito di un quadro europeo non pienamente assestato, il Paese si colloca nelle retrovie, certamente non favorito dal contesto di debole competitività tecnologica che caratterizza tutto il suo sistema produttivo.