

REGIONE SICILIANA - ASSESSORATO INDUSTRIA

UFFICIO SPECIALE PER IL COORDINAMENTO  
DELLE INIZIATIVE ENERGETICHE

**Rapporto sulla filiera dell'energia  
Produzione, Trasporto, Distribuzione**

a cura dell'U.O. 2

Dicembre 2005

## INDICE

### IL SISTEMA ELETTRICO

<b>Introduzione</b>	p.	3
La liberalizzazione del mercato elettrico in Italia	p.	4
<b>Produzione</b>	p.	9
Italia	p.	9
Sicilia	p.	12
Localizzazione e potenza delle centrali di produzione in Sicilia	p.	13
<b>Trasmissione</b>	p.	21
Sicilia	p.	26
<b>Distribuzione e consumo finale</b>	p.	34
Tariffe	p.	36
Sicilia	p.	40

### IL SISTEMA DEL GAS

<b>Introduzione</b>	p.	43
<b>Produzione e Importazioni</b>	p.	45
Sicilia	p.	51
<b>Trasporto</b>	p.	53
Sicilia	p.	57
<b>Distribuzione e consumi</b>	p.	59
Sicilia	p.	61
<b>Prezzi</b>	p.	62
<b>Fonti delle informazioni</b>	p.	66

## **IL SISTEMA ELETTRICO**

### **INTRODUZIONE**

Negli ultimi anni la crescita dell'economia mondiale, dei paesi orientali in particolare, e la politica dell'OPEC, insieme ad altri eventi occasionali hanno portato ad un aumento considerevole del prezzo dei prodotti petroliferi (oltre 70 dollari a barile nell'agosto 2005). L'Italia, che come è noto ha una forte dipendenza energetica dall'estero, ha risentito fortemente del mutato quadro internazionale. Sono così cresciuti i costi energetici nell'ambito delle produzioni industriali e sono considerevolmente aumentate le tariffe relative ad energia e gas.

Nell'ambito della generazione elettrica si è verificata una progressiva riduzione nell'uso di prodotti petroliferi ed un conseguente aumento delle quote di gas naturale e di carbone.

Riguardo lo stato della liberalizzazione del mercato nei paesi dell'Unione Europea, i rapporti di Benchmarking hanno evidenziato tre principali problematiche ancora aperte:

- l'indipendenza delle reti e le condizioni di accesso;
- la concorrenza nel mercato unico europeo;
- le ripercussioni sui clienti finali.

L'adeguamento delle imprese in posizione dominante alle disposizioni contenute nelle direttive è in generale considerato soddisfacente per quanto riguarda l'energia elettrica, molto meno per il settore del gas. In particolare, l'accesso alle reti elettriche da parte di operatori terzi è aumentato considerevolmente negli ultimi tre anni. Nell'ambito delle tariffe sono state riscontrate notevoli differenze tra i vari paesi membri. Le tariffe italiane, sia industriali che domestiche sono tra le più elevate dell'Unione.

**PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE DOMESTICHE**

Prezzi in c€/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2004.

CONSUMO ANNUO	600 kWh		1.200 kWh		3.500 kWh		7.500 kWh	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	19,6	14,2	16,7	11,8	14,3	9,8	13,3	9,0
Belgio <sup>(A)</sup>	19,2	15,6	17,6	14,1	14,4	11,4	13,9	11,0
Danimarca	32,8	17,3	26,6	12,3	22,5	9,1	21,3	8,1
Finlandia	19,5	15,2	13,8	10,6	10,6	7,9	8,9	6,6
Francia <sup>(A)</sup>	16,7	12,8	14,2	11,1	11,4	9,1	11,1	8,8
Germania <sup>(A)</sup>	25,9	20,3	21,1	16,1	17,2	12,8	15,8	11,5
Grecia	8,4	7,8	7,9	7,3	6,7	6,2	7,6	7,0
Irlanda	26,6	20,4	19,6	15,7	12,6	10,6	11,4	9,8
Italia <sup>(B)</sup>	9,5	7,6	9,9	7,9	19,3	14,1	18,3	13,3
Lussemburgo	24,3	22,2	18,3	16,5	13,7	12,2	12,5	11,1
Norvegia	42,7	33,3	24,2	18,4	12,0	8,6	8,7	5,9
Paesi Bassi	21,1	19,9	19,3	14,1	18,4	10,4	18,0	9,3
Portogallo	14,0	13,2	15,9	15,0	13,5	12,8	12,0	11,4
Regno Unito	19,9	18,9	15,0	14,3	8,4	8,0	7,8	7,5
Spagna	13,8	11,3	13,8	11,3	10,8	8,9	9,9	8,1
Svezia	29,8	21,3	20,1	13,5	13,7	8,4	12,8	7,7
Media europea ponderata <sup>(C)</sup>	20,8	16,8	16,6	13,1	13,4	10,1	12,4	9,3
Italia: scostamento <sup>(D)</sup>	-54,3%	-54,8%	-40,5%	-39,7%	44,3%	39,6%	47,7%	43,0%

(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: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

**LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO ELETTRICO IN ITALIA**

La liberalizzazione del mercato elettrico in Italia, così come disegnata all'art. 1 del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79 prevede che:

- Le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita dell'energia elettrica siano libere.
- Le attività di trasmissione e dispacciamento siano riservate allo Stato e attribuite in concessione al GRTN.
- Le attività di distribuzione siano svolte in regime di concessione rilasciata dal Ministero dell'Industria.



Il cliente vincolato (comma 7, art.2 D.Lgs. n.79/99) è l'utente finale che è "legittimato a stipulare contratti di fornitura di energia esclusivamente con il distributore che esercita il servizio nell'area territoriale in cui detto cliente è localizzato".

Al mercato elettrico possono quindi partecipare tutti i clienti idonei. I clienti vincolati (clienti domestici) sono invece rappresentati in borsa dall'Acquirente Unico, mentre i grossisti e i grandi consumatori possono acquistare direttamente in borsa programmando i propri profili di prelievo. Nel periodo compreso tra aprile e dicembre 2004 gli acquisti in borsa dell'Acquirente Unico hanno coperto circa il 50% della domanda del mercato vincolato.

Con la legge 239 del 23 agosto 2004 (legge Marzano) è stato stabilito che dal 1° luglio 2004 è cliente idoneo ogni cliente finale non domestico. Mentre dal 1° luglio 2007 sarà cliente idoneo ogni cliente finale.

Altro elemento rilevante introdotto con il Decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79 è quello relativo alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Dal 2001, infatti, i soggetti che producono o importano energia elettrica da fonti non rinnovabili hanno l'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale, l'anno successivo, una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili pari al 2% della produzione eccedente i 100 GWh, al netto degli autoconsumi, della cogenerazione e delle esportazioni. E' inoltre concessa la facoltà di adempiere all'obbligo anche acquistando la quota equivalente o i relativi diritti (cosiddetti certificati verdi) da altri produttori. I diritti sono attribuiti al Gestore che, al fine di compensare eventuali fluttuazioni, può comunque acquistarli e venderli a prescindere dalla loro effettiva disponibilità.

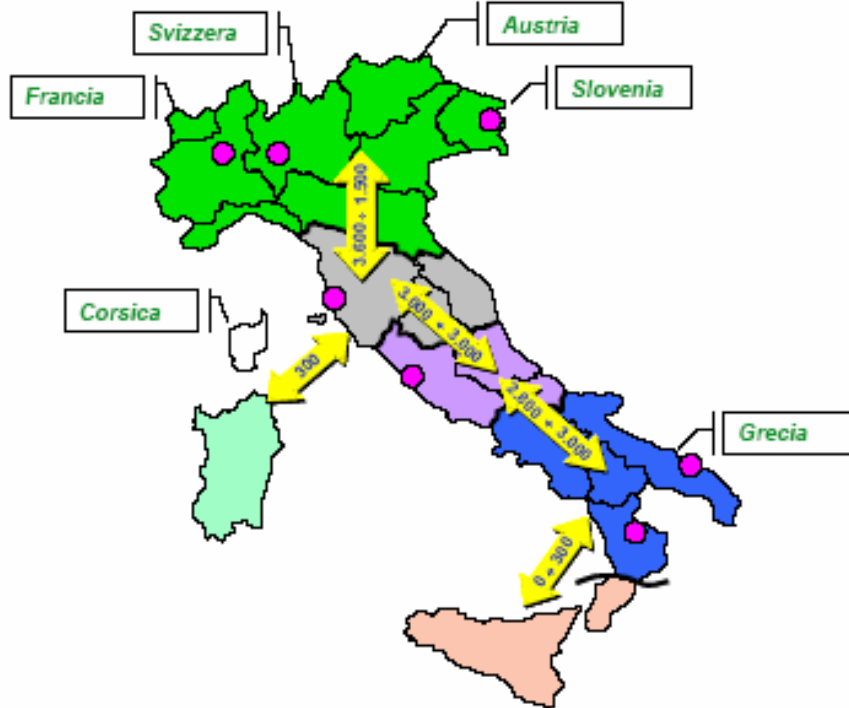
La prova di avere ottemperato all'obbligo consiste nel consegnare entro il 31 marzo dell'anno successivo al GRTN i certificati verdi equivalenti alla quota da rispettare. Ciascun certificato attesta la produzione di 100 MWh da impianto qualificato come rinnovabile.

Il funzionamento del mercato elettrico si basa sulla suddivisione zonale del territorio nazionale utilizzata dal GME ai fini dell'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto su MGP (Mercato Giorno Prima) e MA (Mercato Aggiustamento). Il Mercato del servizio di dispacciamento – MSD serve invece al GRTN per fare fronte ad eventuali squilibri e mantenere il sistema in sicurezza.

Le zone in cui è suddiviso il territorio nazionale sono:

Nord  
Centro Nord  
Centro Sud  
Sud  
Calabria  
Sicilia  
Sardegna.

**MASSIME CAPACITA' DI TRASPORTO TRA ZONE GEOGRAFICHE  
(situazione invernale prevista al 2003)**



*Rappresentazione delle zone geografiche e virtuali della rete di trasmissione nazionale tratta dal rapporto del GME "Il Mercato Elettrico del GME: finalità, organizzazione e funzionamento" del febbraio 2004.*

I vincoli tecnici della rete comportano che l'attuazione dei contratti di compravendita di energia elettrica (immissione del produttore e prelievo del consumatore) non possano essere assicurati autonomamente dalle due parti contraenti. Occorre infatti l'uso di infrastrutture terze, quali la rete nazionale di trasporto e la rete di distribuzione. Occorre poi che produzione e consumo siano costantemente bilanciati. Ciò comporta la presenza di un soggetto coordinatore.

Uno squilibrio fra immissioni e prelievi sulla rete di trasmissione comporterebbe infatti cadute della frequenza e della tensione sulla rete, e ciò porterebbe all'interruzione del servizio per tutti gli utenti della rete. Le transazioni di energia tra le diverse zone sono perciò possibili solo fino alla saturazione del vincolo di trasmissione.

Il prezzo di equilibrio che si forma sul mercato è unico quando i flussi di rete non violano alcun limite di transito, mentre se così non è il mercato si separa in zone e, per ciascuna zona, viene stabilito un prezzo di equilibrio zonale.

Il prezzo zonale è il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato riferite alla zona in cui avviene la corrispondente immissione dell'energia elettrica in rete.

Il prezzo di acquisto, indipendentemente dalla zona dove avvengono i prelievi, si basa invece sul prezzo unico nazionale (PUN) determinato come media dei prezzi zionali, ponderata sulla base dei consumi zionali.

Tale meccanismo comporta che gli operatori che immettono energia in una zona per esportarla in un'altra (contribuendo così alla congestione nelle zone di importazione) percepiranno un prezzo zonale più basso di un operatore che immette energia elettrica direttamente nella zona dove sarà consumata, contribuendo così al decongestionamento. La differenza tra il prezzo nella zona di prelievo ed il prezzo nella zona di immissione rappresenta il corrispettivo (negativo o positivo) di utilizzo delle rete tra le due zone. Anche nel caso dei contratti bilaterali gli operatori sono tenuti a versare una somma, pari alla differenza tra PUN e prezzo zonale, per la copertura dei diritti di utilizzo della rete di trasporto.

Secondo quanto rilevato dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, che ha analizzato il funzionamento del mercato, i mercati geografici rilevanti della vendita all'ingrosso di energia elettrica si presentano come estremamente concentrati. Nella zona Macrosicilia oltre ad ENEL anche EDIPOWER ed ENDESA giocano un ruolo rilevante. Dai risultati dell'analisi dei dati compresi nel periodo 1 aprile – 30 settembre 2004, risulta che in Sicilia ENEL è stata assolutamente indispensabile per soddisfare il fabbisogno locale e, dunque, in grado di fissare il prezzo all'ingrosso nel 24% delle ore nel mercato, mentre EDIPOWER nel 19%.

**Test di indispensabilità nel mercato rilevante Macrosicilia (% di ore nel periodo aprile – settembre 2004)**

	<i>Assolutamente indispensabile</i>	<i>Non indispensabile</i>	<i>Potenzialità attiva</i>	<i>Potenzialità passiva</i>
ENEL	24%	8%	63%	5%
EDIPOWER	19%	7%	68%	6%
ENDESA	0%	44%	35%	21%
TIRRENO POWER	0%	54%	26%	20%

Fonte: elaborazioni su dati Grtn

Tabella tratta da "Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica" del febbraio 2005 – predisposta da Direzione energia elettrica, con il supporto di Direzione strategie, studi e documentazione, dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e dall'Autorità garante della concorrenza e il mercato.

L'analisi dell'Autorità identifica i casi in cui i limiti nella rete di trasmissione insieme alle caratteristiche degli impianti di produzione siano tali da lasciare un gap nella domanda locale che solo l'operatore è in grado di colmare. L'operatore in tali casi viene definito Pivotale ed è in grado di fissare il prezzo in via del tutto indipendente dai concorrenti e dai clienti. Le strategie degli operatori possono inoltre trasferire tale potere pivotale anche alle zone limitrofe. Un'analisi congiunta delle aree di Macrosicilia e Macrosud dimostra che ENEL ha potere di mercato nelle due macrozone in almeno il 91% delle ore. L'analisi dell'Autorità, valutate le caratteristiche proprie che deve avere un operatore dominante, conclude che nei mercati rilevanti all'ingrosso individuati, con riferimento certamente al Nord, al MacroSud e alla MacroSicilia, ENEL, appare indubbiamente operatore pivotale e dominante.



## PRODUZIONE

### ITALIA

Riguardo la ripartizione della produzione netta di energia elettrica, in Italia l'ENEL copre circa il 50%, gli altri maggiori produttori (EDISON, EDIPOWER, ENDESA, TIRRENO POWER ed ENIPOWER) coprono un altro 30% circa.

Il parco italiano di generazione (esclusa l'autoproduzione) è costituito per circa metà della potenza operativa da impianti prevalentemente termoelettrici convenzionali a olio combustibile e gas naturale e impianti idroelettrici a bacino e serbatoio di mid-merit (48,2%), per il 42,5% da impianti di base e per il restante 9,3% da impianti di punta.

Il parco impianti dell'ENEL è sbilanciato verso impianti che assicurano alla società un vantaggio competitivo rilevante per la copertura delle punte di fabbisogno. Rispetto al fatto che ENEL è destinata a rimanere avvantaggiata, nel prossimo futuro, dalla detenzione della quasi totalità degli impianti di punta, nella "Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica" dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e dell'Autorità garante della concorrenza, ci si chiede se tale vantaggio non richieda misure volte alla sua mitigazione.

### PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA NEL 2004 (dati in GWh)

Produzione lorda 2004	300.370
Produzione netta 2004	286.647
Richiesta	321.974

Fonte dati GRTN

### PRODUZIONE LORDA PER SETTORI PRODUZIONE

Idroelettrica	48.730
Termoelettrica	244.375
Geotermoelettrica	5.428
Eolica	1.837
TOTALE	300.370

Fonte dati GRTN

**COMPOSIZIONE PERCENTUALE DELL'OFFERTA DI ENERGIA ELETTRICA NELL'ANNO 2004**

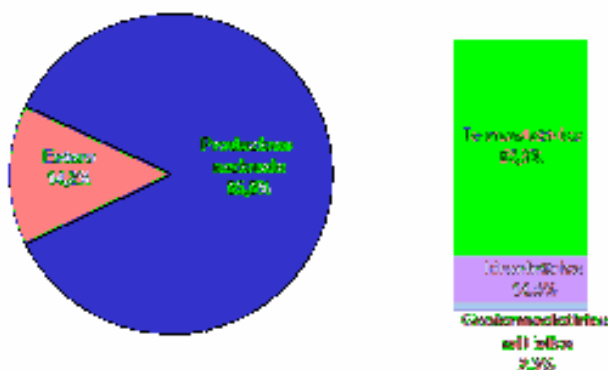


Grafico tratto dal rapporto mensile dicembre 2004 del GRTN

**MOVIMENTI FISICI DI ENERGIA ELETTRICA ALL'INTERNO DELL'ITALIA NEL PERIODO GENNAIO – DICEMBRE 2004 (valori assoluti, miliardi di KWH)**



Fonte: Rapporto mensile dicembre 2004 del GRTN

**PRODUZIONE LORDA DI ENERGIA ELETTRICA PER FONTE: ITALIA 1997-2004 (GWh)**

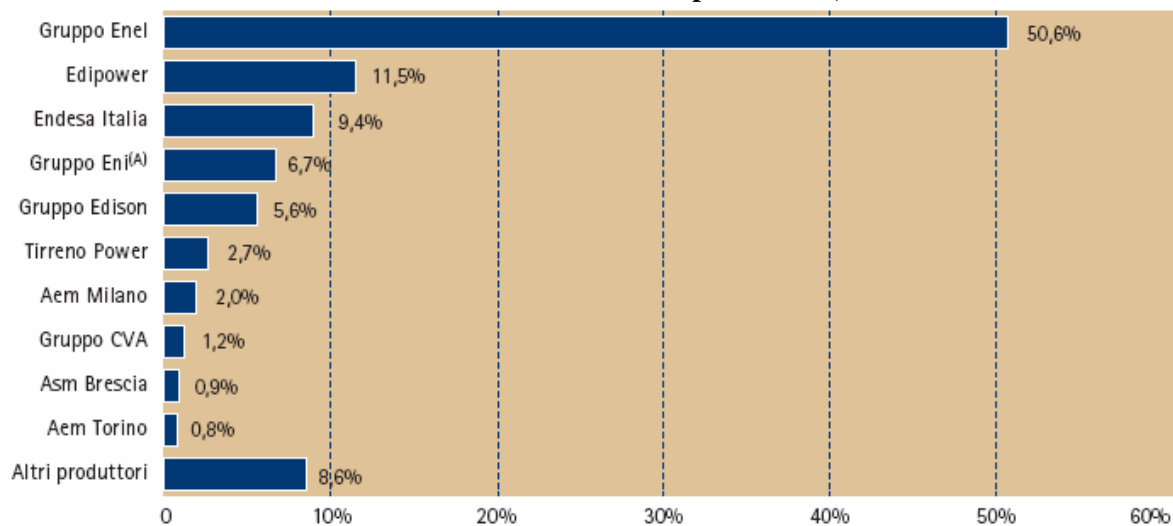
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Solidi	20.518	23.311	23.812	26.272	31.730	35.446	38.813	45.209
Gas naturale	60.649	70.213	86.217	97.607	95.906	99.413	117.301	129.340
Prodotti petroliferi <sup>(A)</sup>	113.282	107.237	91.286	85.878	75.009	76.997	65.771	44.885
Altri <sup>(B)</sup>	5.600	5.900	5.900	8.800	14.147	15.789	16.406	19.741
Totale termoelettrico	200.049	206.661	207.215	218.557	216.792	227.645	238.291	239.175
Totale pompaggi	4.965	6.232	6.451	6.688	7.117	7.744	7.603	7.493
Idroelettrico	41.599	41.213	45.358	44.204	46.810	39.519	36.674	41.237
Eolico	118	232	402	563	1.178	1.404	1.458	1.832
Fotovoltaico	6	6	6	6	5	4	5	5
Geotermico	3.905	4.214	4.403	4.705	4.506	4.662	5.341	5.430
Biomassa e rifiuti	820	1.228	1.822	1.906	2.587	3.422	4.493	5.200
Totale rinnovabili	46.448	46.893	51.991	51.384	55.086	49.012	47.971	53.704
Totale	251.462	259.786	265.657	276.629	278.995	284.401	293.865	300.370

(A) Comprende: olio combustibile, orimulsion, distillati leggeri, gasolio, coke di petrolio, bassi prodotti e altri residui della lavorazione del petrolio.

(B) Comprende gas derivati, recuperi di calore ed espansione del gas compresso.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRN; per l'anno 2004 stime su dati degli operatori.

**CONTRIBUTO DEI PRINCIPALI OPERATORI ALLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DESTINATA AL CONSUMO - Dati in percentuale, anno 2004**



(A) Esclusa la divisione Exploration & Production

Fonte: elaborazione AEEG su dati degli operatori

**SICILIA**

Il sistema elettrico regionale, rimasto pressoché invariato rispetto al 2003, è caratterizzato dalla presenza di numerose centrali termoelettriche, per la precisione otto. Sono inoltre presenti alcuni impianti idroelettrici di piccola taglia, l'unico di una certa dimensione è quello dell'Anapo. Esistono poi cinque impianti di autoproduzione siti nell'ambito di complessi industriali e petrolchimici. Ancora in espansione il settore dell'eolico, mentre per i prossimi anni ci si attende una lieve espansione anche per la produzione da fotovoltaico, a seguito delle iniziative incentivanti recentemente avviate. Il sistema ha poche centrali di punta necessarie per lo start up in casi di emergenza. A tale scopo sono utilizzabili la centrale dell'Anapo e quella turbogas di Trapani. Anche nel 2004 la Sicilia ha prodotto energia in eccedenza rispetto alla domanda interna: nel 2004 sono stati infatti esportati verso le altre regioni 2.679 GWh di energia pari all'11 % circa della produzione interna netta.

**DATI DI PRODUZIONE LORDA SICILIA 2004 (in GWh)**

Produzione idroelettrica	842
Produzione termoelettrica	24.853
Produzione eolica, fotovoltaica e geotermoelettrica	152,2
<b>TOTALE PRODUZIONE LORDA</b>	<b>25.847,3</b>
Energia destinata ai servizi della produzione	1.228,7
<b>TOTALE PRODUZIONE NETTA</b>	<b>24.618,6</b>
Energia destinata ai pompaggi	956,9
Produzione netta destinata al consumo	23.661,7
Fabbisogno	20.972,7
Esportazione verso altre regioni	- 2.679,0
Perdite	2.512,7

*Dati GRTN***Fabbisogno Sicilia 2003      20.571 GWh****Fabbisogno Sicilia 2004      20.972 GWh****Differenza      + 1,1%**

**SITUAZIONE IMPIANTI IN SICILIA AL 31.12.2004**

		Produttori	Autoproduttori	Regione
<b>Impianti idroelettrici</b>				
Impianti	n.	19	-	19
Potenza efficiente lorda	MW	732,2	-	732,2
Potenza efficiente netta	MW	721,2	-	721,2
Producibilità media annua	GWh	784,4	-	784,4
<b>Impianti termoelettrici</b>				
Impianti	n.	28	5	33
Sezioni	n.	121	18	139
Potenza efficiente lorda	MW	4.592,0	767,1	5.359,1
Potenza efficiente netta	MW	4.299,0	727,7	5.026,7
<b>Impianti eolici e fotovoltaici</b>				
Impianti	n.	12	-	12
Potenza efficiente lorda	MW	152,1	-	152,1

Fonte GRTN

**LOCALIZZAZIONE E POTENZA DELLE CENTRALI DI PRODUZIONE IN SICILIA**

**CENTRALI TERMOELETTRICHE**

	TIPO	UNITÀ	Potenza efficiente MW
<b>Termini Imerese</b> (ENEL Produzione)	vapore	1 x 110 MW	<b>430</b>
		1 x 320 MW	
<b>Termini Imerese</b> (Palermo)	gas	2 x 120 MW	<b>240</b>
	combinato	1 x 127 MW vap.	<b>384</b>
1 x 257 MW gas			
<b>Priolo Gargallo</b> (ENEL Produzione)	combinato	2 x 127 MW vap.	<b>768</b>
		2 x 257 MW gas	
<b>Augusta</b> (ENEL Produzione)	vapore	3 x 70 MW	<b>210</b>
<b>Porto Empedocle</b> (ENEL Produzione)	vapore	2 x 70 MW	<b>140</b>
<b>Porto Empedocle</b> (Agrigento)			

<b>S. Filippo del Mela</b> (EDIPOWER) S. Filippo del Mela (Messina)	vapore	4 x 160 MW	<b>1280</b>
		2 x 320 MW	
<b>Trapani</b> (ENDESA)	gas	2 x 84 MW	<b>168</b>
<b>Termica Milazzo</b> (EDISON) Milazzo (Messina)	gas	1 x 157 MW	<b>157</b>
<b>ISAB Energy</b> (ISAB Energy) Priolo Gargallo (Siracusa)	combinato	2 x 122 MW vap.	<b>584</b>
		2 x 170 MW Syngas	

**CENTRALI TERMOELETTRICHE - AUTOPRODUTTORI**

<b>IMPIANTO</b>	<b>UNITÀ</b>	<b>Potenza efficiente MW</b>
<b>Raffineria Milazzo</b>	1 x 34 MW	<b>57</b>
	1 x 23 MW	
<b>Agip Gela</b>	3 x 70 MW	<b>262</b>
	1 x 52 MW	
<b>Erg Nuce Nord</b>	2 x 70 MW	<b>312,3</b>
	1 x 78 MW	
	1 x 23,6 MW	
	1 x 46,7 MW	
	1 x 24 MW	
<b>Erg Nuce Sud</b>	3 x 24 MW	<b>72</b>
<b>Esso</b>	2 x 14,6 MW	<b>29,2</b>

**CENTRALI IDROELETTRICHE**

<b>IMPIANTO</b>	<b>TIPO</b>	<b>UNITÀ</b>	<b>Potenza efficiente MW</b>
<b>SICILIA OCCIDENTALE</b>			
<b>Centrale Guadalami</b> (ENEL Greenpower) Piana degli Albanesi (Palermo)	modulata	2 x 30 MW	<b>80</b>
		1 x 20 MW	
<b>Centrale Casuzze</b> (ENEL Greenpower) Piana degli Albanesi (Palermo)	serbatoio	3 x 3 MW	<b>9</b>
<b>SICILIA ORIENTALE</b>			
<b>Centrale Anapo</b> (ENEL Produzione) Priolo Gargallo (Siracusa)	modulata	4 x 125 MW	<b>500</b>
<b>Centrale Alcantara 1° Salto</b> (ENEL Greenpower) Castiglione di Sicilia (Catania)	acqua fluente	2 x 1,3 MW	<b>2,6</b>
<b>Centrale Alcantara 1° Salto</b> (ENEL Greenpower) Castiglione di Sicilia (Catania)	acqua fluente	2 x 2,1 MW	<b>4,2</b>
<b>ASTA IDRICA SOSIO - VERDURA</b>			
<b>Centrale S. Carlo</b> (ENEL Greenpower) Burgio (Agrigento)	bacino	3 x 2 MW	<b>6</b>
<b>Centrale Favara</b> (ENEL Greenpower) Cartabellotta (Agrigento)	acqua fluente	1 x 1 MW	<b>1</b>
<b>Centrale Poggiadiana</b> (ENEL Greenpower) Cartabellotta (Agrigento)	bacino	2 x	<b>4,3</b>

<b>ASTA IDRICA SALSO – SIMETO</b>			
<b>Centrale Troina</b> (ENEL Greenpower) Troina (Enna)	serbatoio	3 x 10 MW	<b>30</b>
<b>Centrale Grottafumata</b> (ENEL Greenpower) Randazzo (Catania)	serbatoio	2 x 9 MW	<b>18</b>
<b>Centrale Regalbuto</b> (ENEL Greenpower) Regalbuto (Enna)	serbatoio	1 x 6,4 MW	<b>6,4</b>
<b>Centrale Contrasto</b> (ENEL Greenpower) Adrano (Catania)	serbatoio	2 x 17,5 MW	<b>35</b>
<b>Centrale Paternò</b> (ENEL Greenpower) Paternò (Catania)	serbatoio	2 x 6,4 MW	<b>12,8</b>
<b>Centrale Barca</b> (ENEL Greenpower) Paternò (Catania)	serbatoio	2 x 4,7 MW	<b>9,4</b>
<b>Centrale Petino</b> (ENEL Greenpower) Sortino (Siracusa)	serbatoio	2	<b>4,1</b>
<b>Centrale Cassibile</b> (ENEL Greenpower) Avola (Siracusa)	acqua fluente	1	<b>2,2</b>

**CENTRALI EOLICHE**

<b>IMPIANTO</b>		<b>UNITÀ</b>	<b>Potenza efficiente MW</b>
<b><u>Centrale eolica di Carlentini - Comune di Carlentini (SR)</u></b> <i>ENEL Greenpower</i>	Impianto composto da 11 aerogeneratori del tipo Vestas V47 a tre pale da 660 kW caduano.	11 x 660 kW	7,26 MW



<p><b><u>Centrali eoliche di Sclafani Bagni 1 e 2 - Località Succhietti e Coscacino (PA) - Contrade Incatena-Cugno</u></b> <i>ENEL Greenpower</i></p>	<p>Impianti composti da 11 aerogeneratori da 660 kW cadauno e da 10 aerogeneratori da 850 kW</p>	<p>11 x 660 kW 10 x 850 kW</p>	<p>15,8 MW</p>
<p><b><u>Centrale eolica di Caltabellotta - Località Gran Montagna nel Comune di Caltabellotta (AG)</u></b> <i>ENEL Greenpower</i></p>	<p>Impianto composto da 10 aerogeneratori del tipo Neg Micon NM 750/48 a tre pale da 750 kW cadauna.</p>	<p>10 x 750 kW</p>	<p>7,5 MW</p>
<p><b><u>Centrale eolica di Valledolmo - Loc. Cozzo da Miturro</u></b> <i>ENEL Greenpower</i></p>	<p>Impianto composto da 9 aerogeneratori del tipo Vestas V52 da 850 kW</p>	<p>9 x 850 kW</p>	<p>7,65 MW</p>
<p><b><u>Centrale eolica di Nicosia - C.da Serra Marrocco</u></b> <i>ENEL Greenpower</i></p>	<p>Impianto composto da 55 aerogeneratori del tipo Gamesa G52 da 850 kW</p>	<p>55 x 850 kW</p>	<p>46,8 MW</p>
<p><b><u>Centrale eolica di Caltavuturo - C.da Gangitani</u></b> <i>ENEL Greenpower</i></p>	<p>Impianto composto da 36 aerogeneratori da 850 kW ciascuno</p>	<p>36 x 850 kW</p>	<p>30,6 MW</p>
<p><b><u>Centrale eolica di Gangi - Località monte Zimmara</u></b> <i>ENEL Greenpower</i></p>	<p>Impianto composto da 32 aerogeneratori del tipo Gamesa G52 da 850 kW ciascuno</p>	<p>32 x 850 kW</p>	<p>27,2 MW</p>
<p><b><u>Centrale eolica di Carlentini</u></b> <i>IVPC srl</i></p>	<p>Impianti composti da un totale di 57 aerogeneratori del tipo Vestas da 850kW ciascuno</p>	<p>57 x 850 kW</p>	<p>48,45 MW</p>
<p><b><u>Centrale eolica di Mineo</u></b> <i>IVPC srl Sicilia 5</i></p>	<p>Impianto attivato nel marzo 2005</p>	<p>59 x 850 kW</p>	<p>50,15 MW</p>

<p><b><u>Centrali eoliche di Camporeale, Monreale, Partinico</u></b> <i>IVPC srl Sicilia 2 e</i> <i>IVPC srl Sicilia 4</i></p>	<p>Impianti attivati nel maggio 2005, costituiti da 43 aerogeneratori da 850 kW ciascuno</p>	<p>43 x 850 kW</p>	<p>36,55 MW</p>
<p><b><u>Centrale eolica di Marsala - Località Baglio Nasco</u></b> <i>Asja Ambiente</i></p>	<p>Impianto costituito da 11 aerogeneratori da 850 kW ciascuno</p>	<p>11 x 850 kW</p>	<p>9,35 MW</p>
<p><b><u>Centrale eolica Agrigento-Realmonte Località Contrada Monte Mele</u></b> <i>Moncada Costruzioni s.r.l.</i></p>	<p>Impianto costituito da 10 aerogeneratori da 850 kW ciascuno e da un aerogeneratore da 750 kW</p>	<p>10 x 850 kW 1 x 750 kW</p>	<p>9,25 MW</p>
<p><b><u>Centrale eolica Cozzo Vallefondi di Sclafani Bagni - Montemaggiore Belsito – Contrade Fontanazze - Carpinello</u></b> <i>ENEL Greenpower</i></p>			<p>10,2 MW</p>



## CENTRALI FOTOVOLTAICHE

<b><i>Centrale fotovoltaica di Adrano</i></b>	Comune di Adrano (CT), in un'area adiacente alla dismessa centrale Eurelios. La connessione dei generatori fotovoltaici è effettuata da un anello BT interno all'area, che può supportare un massimo di circa 15 impianti per circa 100 kW. L'anello BT è collegato alla locale linea MT attraverso una cabina MT in cui è posizionato un trasformatore MT/BT da 400 KVA normalmente connesso alla rete. Ogni unità di generazione fotovoltaica è costituita da una parte attiva di generazione in cc posta in esterno sul piazzale e da una parte di conversione cc/ca posta all'interno delle cabine bt.
<b><i>Centrali fotovoltaiche di Vulcano</i></b>	Località "Il Cardo". ad una quota di circa 345 s.l.m. sono ubicati gli impianti fotovoltaici denominati "Vulcano" e "Vulcano Plug". Entrata in servizio nel 1984. <i>Complessivamente le centrali sono in grado di generare energia equivalente al consumo domestico di circa 90 famiglie, evitando emissioni di CO2 da produzione termoelettrica per 100 tonnellate all'anno.</i>
<b><u>Centrale fotovoltaica di Ginostra</u> – <u>Stromboli</u> (Lipari)</b>	Impianto fotovoltaico da <b>100 kW</b> con una rete di distribuzione in bassa tensione, interamente interrata, che si estende per 5000 metri ed alimenta complessivamente le <b>140 utenze</b> dell'isola. Un gruppo diesel entra in funzione solo in caso di prolungata assenza di sole.

## IMPIANTI DI PRODUZIONE A BIOGAS

<b><u>Impianto di Bellolampo – Palermo</u></b> <i>AMIA s.p.a. gestito da Asja Ambiente s.p.a.</i>	Impianto realizzato presso la discarica di Palermo in località Bellolampo. Entrato in funzione nel luglio 2000	<b>Potenza installata</b> <b>7.336 kWe</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------

## TRASMISSIONE

Con Decreto 5 giugno 1999 del Ministero dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato è stata individuata la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) gestita dal Gestore Nazionale sino al 31 ottobre 2005, ora da Terna - Rete Elettrica Nazionale.

Secondo quanto stabilito all'art. 3 del DM la rete è composta da:

- a) reti elettriche di tensione nominale uguale o superiore a 220 kV; tali reti o parti di reti sono individuate nell'allegato 1;
- b) reti o parti di reti elettriche aventi tensioni nominali comprese tra 120 e 220 kV che risultano funzionali alla rete elettrica di trasmissione nazionale in quanto rispondenti ad almeno uno dei seguenti criteri:
  - i. linee di trasporto che collegano la parte di rete di cui alla lettera a) a centrali di produzione aventi potenza nominale pari o superiore a 10 MVA, incluse le linee di riserva e quelle necessarie per l'alimentazione dei servizi ausiliari delle medesime centrali, scelte con il criterio della minima distanza dalla rete di trasmissione nazionale; tali linee sono individuate nell'allegato 2;
  - ii. linee di trasporto che sono necessariamente utilizzate in condizioni di manutenzione ordinaria o straordinaria di altre linee della rete elettrica di trasmissione o in situazioni critiche per la sicurezza o di emergenza del sistema elettrico nazionale; tali linee sono individuate nell'allegato 3;
  - iii. reti o parti di reti di interconnessione con l'estero, con esclusione delle linee dirette; tali reti o parti di reti sono individuate nell'allegato 4;
- c) stazioni di trasformazione e di smistamento che costituiscono nodi delle reti o delle parti di reti individuate alle precedenti lettere a) e b), con esclusione delle stazioni che hanno funzione di interconnessione con reti di distribuzione, con centrali di produzione o con altre utenze; le stazioni che fanno parte della rete di trasmissione nazionale sono elencate nell'allegato 5;
- d) tutta l'impiantistica necessaria per la corretta conduzione ed esercizio della rete di trasmissione, nazionale, ivi inclusi i posti di teleconduzione; tali posti di teleconduzione sono elencati nell'allegato 6; sono invece esclusi gli impianti che, ai sensi dell'articolo 3, comma 4, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, devono essere conferiti al gestore della rete di trasmissione nazionale;
- e) reti o parti di reti di cui alle lettere a), b), c) e d) che risultano attualmente in costruzione o per le quali sono state ottenute le necessarie autorizzazioni; tali reti o parti di reti sono elencate nell'allegato 7.

Il gestore della rete di trasmissione nazionale ha facoltà di collocare le opportune apparecchiature di misura dell'energia prodotta ed immessa, da qualunque impianto di produzione, in qualsiasi rete elettrica.

Le reti elettriche a tensione superiore a 120 kV non comprese nell'ambito della rete di trasmissione nazionale e non costituenti linea diretta ai sensi dell'articolo 2, comma 16, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, sono considerate a tutti gli effetti reti di distribuzione, e come tali sono soggette alle norme di cui all'articolo 9 del medesimo decreto legislativo.

**RETE ELETTRICA ITALIANA**

La rete elettrica nazionale al 31 dicembre 2004 risulta composta da 9.960 km di linee a 380 kV e 11.579 a 220 kV, per un totale di 21.539 km.

**Lunghezza delle linee elettriche della rete italiana al 31 dicembre 2004 - secondo regione e tensione di esercizio**

	380 kV	220 kV km di terna	Totale	Superficie kmq.	Densità m/kmq.
Piemonte	803	1.090	1.893	25.399	75
Valle d'Aosta	125	243	368	3.263	113
Lombardia	1.363	2.192	3.555	23.861	149
Trentino-Alto Adige	0	1.149	1.149	13.607	84
Veneto	605	1.285	1.890	18.392	103
Friuli-Venezia Giulia	165	245	410	7.855	52
Liguria	195	406	601	5.421	111
Emilia-Romagna	942	363	1.305	22.124	59
<b>Italia settentrionale</b>	<b>4.198</b>	<b>6.973</b>	<b>11.171</b>	<b>119.922</b>	<b>93</b>
Toscana	1.072	407	1.478	22.997	64
Umbria	84	168	253	8.456	30
Marche	220	99	320	9.694	33
Lazio	1.331	388	1.719	17.207	100
<b>Italia centrale</b>	<b>2.707</b>	<b>1.063</b>	<b>3.770</b>	<b>58.354</b>	<b>65</b>
Abruzzi	249	292	540	10.798	50
Molise	44	45	90	4.438	20
Campania	572	679	1.251	13.595	92
Puglia	1.000	162	1.162	19.362	60
Basilicata	219	139	358	9.992	36
Calabria	419	142	561	15.080	37
Sicilia	249	1.532	1.781	25.708	69
Sardegna	304	551	855	24.090	36
<b>Italia meridionale e insulare</b>	<b>3.055</b>	<b>3.544</b>	<b>6.598</b>	<b>123.063</b>	<b>54</b>
<b>ITALIA</b>	<b>9.960</b>	<b>11.579</b>	<b>21.539</b>	<b>301.338</b>	<b>71</b>

Fonte. GRTN

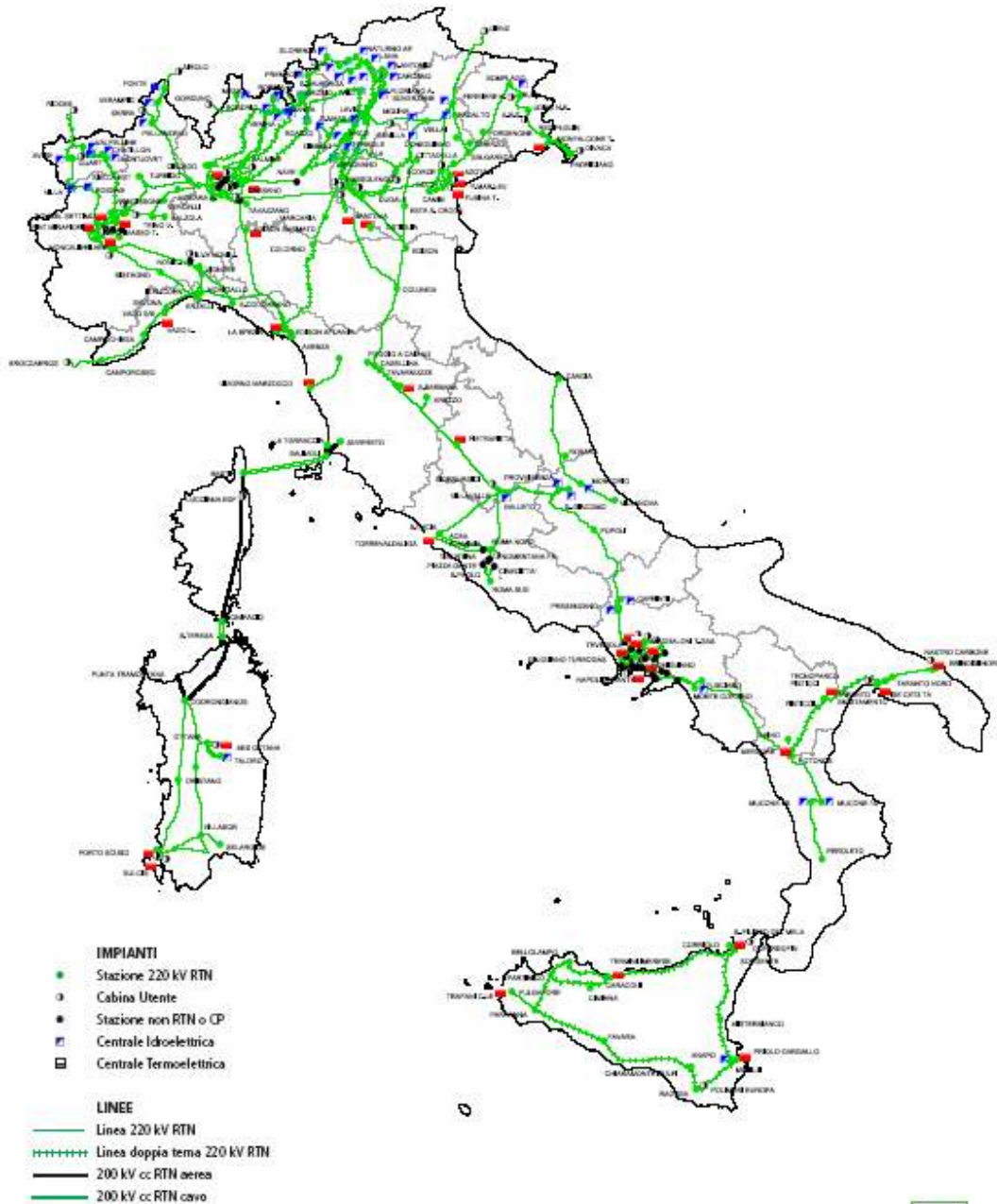
**RETE ITALIANA A 380 KV AL 31 DICEMBRE 2004**



Fonte. GRTN



### RETE ITALIANA A 220 KV AL 31 DICEMBRE 2004



Fonte. GRTN

**SICILIA**

Per quanto riguarda la Sicilia la rete di trasmissione nazionale è composta quasi esclusivamente da linee a 220 e 150 kV. Le uniche linee a 380 kV sono situate nella Sicilia orientale, tra Sorgente Paternò, Chiaramonte Gulfi e Priolo, per un totale di 249 Km, pari al 2,58% della rete nazionale a 380 kV. Tale situazione determina particolari condizioni di instabilità alla rete. Per far fronte a ciò il Piano di Sviluppo del GRTN/TERNA prevede come interventi prioritari il raddoppio dell'elettrodotto a 380 kV "Sorgente – Rizziconi", parte in cavo sottomarino attraverso lo stretto di Messina e parte in linea aerea, che consentirà di migliorare la sicurezza di esercizio e fornirà la necessaria riserva all'interconnessione tra Sicilia e Calabria. Si prevede inoltre un nuovo collegamento a 380 kV tra la stazione elettrica di Chiaramonte Gulfi e quella di Ciminna.

**LINEE A 380 kV IN SICILIA PER PROVINCE**

SICILIA	Agrigento	Caltanissetta	Catania	Enna	Messina	Palermo	Ragusa	Siracusa	Trapani
248.6	-	-	94.7	11.3	77.8	-	18	46.7	-

**LINEE A 220 kV IN SICILIA PER PROVINCE**

SICILIA	Agrigento	Caltanissetta	Catania	Enna	Messina	Palermo	Ragusa	Siracusa	Trapani
1532.5	234.3	79.7	161.6	-	293.7	424.4	100.4	142.3	96.2

**ELENCO LINEE DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE IN SICILIA**

Elenco linee 380-220 kV				
1° ESTREMO	2° ESTREMO	TENSIONE	PROPRIETA'	km terna
CHIARAMONTE	PATERNÒ SNE	380 kV	ENEL Div.Trasm.	56,400
CHIARAMONTE	ISAB ERG	380 kV	ENEL Div.Trasm.	60,461
PATERNÒ SNE	SORGENTE	380 kV	ENEL Div.Trasm.	97,800
RAGUSA	POLIMERI	220 kV	ENEL Div.Distr.	6,100
SORGENTE	DUFERDOFIN	220 kV	ENEL Div.Distr.	2,700
ANAPO	MELILLI 1	220 kV	ENEL Div.Trasm.	3,330
ANAPO	MELILLI 2	220 kV	ENEL Div.Trasm.	3,140
BELLOLAMPO	PARTINICO SNE 1	220 kV	ENEL Div.Trasm.	26,060
BELLOLAMPO	CARACOLI 1	220 kV	ENEL Div.Trasm.	51,000
BELLOLAMPO	CARACOLI 2	220 kV	ENEL Div.Trasm.	51,000
BELLOLAMPO	PARTINICO SNE 2	220 kV	ENEL Div.Trasm.	26,060
CARACOLI	CIMINNA SNE	220 kV	ENEL Div.Trasm.	26,280
CARACOLI	CORRIOLO 1	220 kV	ENEL Div.Trasm.	145.530

## Rapporto sulla filiera dell'energia - Produzione, Trasporto, Distribuzione

CARACOLI	PARTINICO SNE	220 kV	ENEL Div.Trasm.	66,500
CARACOLI	CORRIOLO 2	220 kV	ENEL Div.Trasm.	145,530
CHIARAMONTE	FAVARA 2	220 kV	ENEL Div.Trasm.	106,890
CHIARAMONTE	RAGUSA 1	220 kV	ENEL Div.Trasm.	22,830
CHIARAMONTE	RAGUSA 2	220 kV	ENEL Div.Trasm.	22,830
CIMINNA SNE	PARTINICO SNE	220 kV	ENEL Div.Trasm.	49,170
CORRIOLO	S.FILIPPO DEL MELA 2	220 kV	ENEL Div.Trasm.	2,702
CORRIOLO Div.Trasm.	S.FILIPPO DEL MELA 3	220 kV	ENEL Div.Trasm.	2,642
CORRIOLO	SORGENTE 2	220 kV	ENEL Div.Trasm.	1,000
CORRIOLO	SORGENTE 1	220 kV	ENEL Div.Trasm.	1,000
FAVARA	PARTANNA 1	220 kV	ENEL Div.Trasm.	79,372
FAVARA	RAGUSA	220 kV	ENEL Div.Trasm.	123,390
FAVARA	PARTANNA 2	220 kV	ENEL Div.Trasm.	79,372
MELILLI	MISTERBIANCO 1	220 kV	ENEL Div.Trasm.	48,254
MELILLI	MISTERBIANCO 2	220 kV	ENEL Div.Trasm.	48,254
MELILLI	RAGUSA 1	220 kV	ENEL Div.Trasm.	52,550
MELILLI	RAGUSA 2	220 kV	ENEL Div.Trasm.	52,550
MISTERBIANCO	SORGENTE 2	220 kV	ENEL Div.Trasm.	86,810
MISTERBIANCO	SORGENTE 1	220 kV	ENEL Div.Trasm.	86,810
PARTANNA	PARTINICO SNE 2	220 kV	ENEL Div.Trasm.	39,050
PARTANNA	PARTINICO SNE 1	220 kV	ENEL Div.Trasm.	39,050
PARTANNA	TRAPANI TURBO	220 kV	ENEL Div.Trasm.	30,140
PRIOLO GARGALLO	MELILLI	220 kV	ENEL Div.Trasm.	5,400
SORGENTE	S.FILIPPO DEL MELA 6	220 kV	ENEL Div.Trasm.	1,750
SORGENTE	S.FILIPPO DEL MELA 5	220 kV	ENEL Div.Trasm.	1,750
TERMINI CLE	CARACOLI 4	220 kV	ENEL Div.Trasm.	1,970
TERMINI CLE	CARACOLI 5	220 kV	ENEL Div.Trasm.	1,970

Totale km 1755,397  
 ENEL Div.Trasm. Km 1746,597  
 ENEL DIV.Distr. Km 8,800

Rapporto sulla filiera dell'energia - Produzione, Trasporto, Distribuzione

Elenco linee 120/132/150 kV-Collegamento con centrali				
1' ESTREMO	2' ESTREMO	TENSIONE	PROPRIETA'	km terna
GELA				
RAFFINERIA	S.CONO	150 kV	AGIP PETROLI	31,000
ADRANO	TROINA ALL	150 kV	ENEL Div.Distr.	25,800
ADRANO	PATERNO' CP	150 kV	ENEL Div.Distr.	12,400
AGIP GELA	GELA	150 kV	ENEL Div.Distr.	2,650
	PRIOLO			
AGIP PRIOLO	SEZIONAMENTO	150 kV	ENEL Div.Distr.	2,200
	PORTO			
AGRIGENTO	EMPEDOCLE SNE	150 kV	ENEL Div.Distr.	7,810
AGRIGENTO	FAVARA	150 kV	ENEL Div.Distr.	8,982
ALCAMO	CUSTOMACI	150 kV	ENEL Div.Distr.	32,830
ALCAMO	PARTINICO 2	150 kV	ENEL Div.Distr.	11,114
AUGUSTA 2	PANTANO D'ARCI	150 kV	ENEL Div.Distr.	30,030
AUGUSTA CLE	AUGUSTA 2	150 kV	ENEL Div.Distr.	8,420
BARCA	MISTERBIANCO	150 kV	ENEL Div.Distr.	12,990
BELLOLAMPO	CASUZZE CLE	150 kV	ENEL Div.Distr.	11,040
CALTAGIRONE	TERRAPELATA	150 kV	ENEL Div.Distr.	58,800
CALTAGIRONE	VIZZINI	150 kV	ENEL Div.Distr.	18,300
CALTANISSETTA	GELA	150 kV	ENEL Div.Distr.	50,510
CALTANISSETTA	TERRAPELATA	150kV	ENEL Div.Distr.	7,870
CALTANISSETTA	S.CATERINA	150 kV	ENEL Div.Distr.	20,250
CALTAVUTURO	S.CATERINA	150 kV	ENEL Div.Distr.	27,500
CALTAVUTURO	CARACOLI	150 kV	ENEL Div.Distr.	29,010
CANICATTI'	S.CATERINA	150 kV	ENEL Div.Distr.	34,880
	CAPO D'ORLANDO			
CAPO D'ORLANDO	ALL	150 kV	ENEL Div.Distr.	6,120
CAPO D'ORLANDO				
ALL	S.AGATA	150 kV	ENEL Div.Distr.	11,000
CAPO D'ORLANDO				
ALL	ZAPPULLA FS	150 kV	ENEL Div.Distr.	0,080
CARINI	PARTINICO	150 kV	ENEL Div.Distr.	11,720
CARINI	CASUZZE SNE	150 kV	ENEL Div.Distr.	24,280
CASSIBILE	SIRACUSA 1	150 kV	ENEL Div.Distr.	12,530

## Rapporto sulla filiera dell'energia - Produzione, Trasporto, Distribuzione

CASSIBILE	NOTO	150 kV	ENEL Div.Distr.	17,700
CASUZZE CLE	CASUZZE SNE	150 kV	ENEL Div.Distr.	0,100
CASUZZE CLE (1)	GUADALAMI CP-GUADALA	150 kV	ENEL Div.Distr.	17,000
COMISO	RAGUSA	150 kV	ENEL Div.Distr.	21,070
COMISO	VITTORIA	150 kV	ENEL Div.Distr.	8,600
CORRIOLO	RAFFINERIA MEDITERRANEA	150 kV	ENEL Div.Distr.	1,490
CORRIOLO	MILAZZO FS	150 kV	ENEL Div.Distr.	2,686
CUSTOMACI	FULGATORE	150 kV	ENEL Div.Distr.	26,810
DIRILLO ALL	GELA	150 kV	ENEL Div.Distr.	17,600
DIRILLO ALL	VITTORIA	150 kV	ENEL Div.Distr.	11,300
FAVARA	RACALMUTO	150 kV	ENEL Div.Distr.	10,982
GUADALAMI CP	PARTINICO	150 kV	ENEL Div.Distr.	22,080
MARSALA	MATAROCCO	150 kV	ENEL Div.Distr.	8,650
MARSALA	MAZARA	150 kV	ENEL Div.Distr.	28,450
MATAROCCO	FULGATORE	150 kV	ENEL Div.Distr.	10,640
MAZARA	PARTANNA	150 kV	ENEL Div.Distr.	20,100
MELILLI	SIRACUSA 1	150 kV	ENEL DIV.Distr.	11,740,
MELILLI	SORTINO	150 kV ENEL Div.Distr.	13,100	
MELILLI	PRIOLO SEZIONAMENTO	150 kv	ENEL Div.Distr.	4,500
MISTERBIANCO	ZIA LISA 2	150 kV	ENEL Div.Distr.	5,300
MISTERBIANCO	PATERNO' CP	150 kV	ENEL Div.Distr.	13,300
MISTERBIANCO	ZIA LISA 1	150 kV	ENEL Div.Distr.	7,000
NICOLETTI	S.CATERINA	150 kV	ENEL Div.Distr.	26,310
NICOLETTI	VALGUARNERA	150 kV	ENEL Div.Distr.	12,050
NOTO	POZZALLO	150 kV	ENEL Div.Distr.	27,700
PANTANO D'ARCI	ZIA LISA	150 kV	ENEL Div.Distr.	9,800
PARTANNA	SCIACCA	150 kV	ENEL Div.Distr.	31,670
PARTINICO	PARTINICO 2	150 kV	ENEL Div.Distr.	13,334
PORTO	PORTO			
EMPEDOCLE SNE	EMPEDOCLE CP	150 kV	ENEL Div.Distr.	0,030
POZZALLO	RAGUSA ALL	150 kV	ENEL Div.Distr.	20,000

## Rapporto sulla filiera dell'energia - Produzione, Trasporto, Distribuzione

RACALMUTO	CANICATTI'	150 kV	ENEL Div.Distr.	13,300
RAGUSA	RAGUSA ALL	150 kV	ENEL Div.Distr.	2,930
RIBERA	PORTO EMPEDOCLE CP	150 kV	ENEL Div.Distr.	23,117
S.CONO	VALGUARNERA	150 kV	ENEL Div.Distr.	24,500
SCIACCA	RIBERA	150 kV	ENEL Div.Distr.	25,120
SORTINO	VIZZINI	150 kV	ENEL Div.Distr.	30,100
TROINA CLE	TROINA ALL	150 kV	ENEL Div.Distr.	0,100
AGIP PRIOLO	AGIP-PRIOLO ALL.	150 kV	ENEL Div.Trasm.	1,570
AGIP-PRIOLO ALL.	PRIOLO CP	150 kV	ENEL Div.Trasm.	3,478
AGIP-PRIOLO ALL.	AUGUSTA CLE	150 kV	ENEL Div.Trasm.	2,283

<b>Area territoriale di Palermo</b>				
Elenco linee 120/132/150 kV-Collegamento con centrali				
1' ESTREMO	2' ESTREMO	TENSIONE	PROPRIETA'	km terna
AUGUSTA CLE	MELILLI	150 kV	ENEL Div.Trasm.	17,640
BARCA	PATERNO' CLE	150 kV	ENEL Div.Trasm.	10,840
CHIARAMONTE	RAGUSA	150 kV	ENEL Div.Trasm.	25,550
CONTRASTO	GROTTAFUMATA	150 kV	ENEL Div.Trasm.	10,480
CONTRASTO	PATERNO' CLE	150 kV	ENEL Div.Trasm.	10,360
FAVARA	PORTO EMPEDOCLE SNE	150 kV	ENEL Div.Trasm.	14,505
GROTTAFUMATA	TROINA CLE	50 kV	ENEL Div.Trasm.	12,100
MELILLI	PRIOLO CP	150 kV	ENEL Div.Trasm.	6,066
PORTO EMPEDOCLE CLE	PORTO EMPEDOCLE SNE	150 kV	ENEL Div.Trasm.	0,140
PORTO EMPEDOCLE CLE	PORTO EMPEDOCLE SNE	150kV	ENEL Div.Trasm.	0,140
PRIOLO GARGALLO	MELILLI 1	150 kV	ENEL Div.Trasm.	5,190
PRIOLO GARGALLO	MELILLI 2	150 kV	ENEL Div.Trasm.	5,190
SORGENTE	S.FILIPPO DEL MELA 1	150 kV	ENEL Div.Trasm.	2,790
SORGENTE	S.FILIPPO DEL MELA 4	150 kV	ENEL Div.Trasm.	2,130
TERMINI CLE	CARACOLI 2	150 kV	ENEL Div.Trasm.	2,230

## Rapporto sulla filiera dell'energia - Produzione, Trasporto, Distribuzione

TERMINI CLE	CARACOLI 3	150 kV	ENEL Div.Trasm.	2,130
MILAZZO FS	MILAZZO ALL	150 kV	FS	1,000
MILAZZO FS	PATTI FS	150 kV	FS	29,000
PATTI FS	ZAPPULLA FS	150 kV	FS	25,000

TOTALE km 1240,187  
 LINEE ENEL Div.Trasm. km 134,812  
 LINEE ENEL Div.Distr. km 1019,375  
 LINEE FS km 55,000  
 LINEE AGIP PETROLI km 31,000

<b>Elenco linee 120/132/150 kV Collegamenti per la sicurezza</b>				
1' ESTREMO	2' ESTREMO	TENSIONE	PROPRIETA'	km terna
ALCANTARA ALL.	GIARDINI	150 kV	ENEL Div.Distr.	12,570
AUGUSTA 2	FRANCOFONTE	150 kV	ENEL Div.Distr.	24,400
BELLOLAMPO	ROCCA	150 kV	ENEL Div.Distr.	5,740
BELPASSO ALL.	MISTERBIANCO	150 kV	ENEL Div.Distr.	8,990
BRONTE	TROINA ALL	150 kV	ENEL Div.Distr.	21,800
BRONTE	UCRIA	150 kV	ENEL Div.Distr.	26,170
CARACOLI	CASUZZE CLE	150 kV	ENEL Div.Distr.	35,690
CARACOLI	CASTELIBUONO	150 kV	ENEL Div.Distr.	34,070
CASTELBUONO 48,740	TROINA CP	150 kV	ENEL Div.Distr.	
CASTRONOVO	S.CATERINA	150 kV	ENEL Div.Distr.	41,710
CASTROREALE ALL	ALCANTARA ALL	150 kV	ENEL Div.Distr.	24,570
CASUZZE SNE	ROCCA	150 kV	ENEL Div.Distr.	5,090
CASUZZE SNE	CIMINNA SNE	150 kV	ENEL Div.Distr.	27,330
CIMINNA CP	CASTRONOVO	150 kV	ENEL Div.Distr.	25,440
CIMINNA SNE	CIMINNA CP	150 kV	ENEL Div.Distr.	0,287
FRANCOFONTE	SCORDIA	150 kV	ENEL Div.Distr.	17,300
FURNARI	SORGENTE	150 kV	ENEL Div.Distr.	20,790
FURNARI	UCRIA	150 kV	ENEL Div.Distr.	22,440
GIARDINI	GIARRE	150 kV	ENEL Div.Distr.	26,000
GIARRE	VIAGRANDE	150 kV	ENEL Div.Distr.	9,800
LENTINI	PRIOLO SEZIONAMENTO	150 kV	ENEL Div.Distr.	27,000
LENTINI	Z.I. CATANIA	150 kV	ENEL Div.Distr.	22,540

Rapporto sulla filiera dell'energia - Produzione, Trasporto, Distribuzione

MISTERBIANCO	Z.I. CATANIA	150 kV	ENEL Div.Distr.	6,800
NICOLETTI	NICOLETTI ALL	150 kV	ENEL Div.Distr.	29,120
NICOLETTI ALL	TROINA CLE	150 kV	ENEL Div.Distr.	0,200
NICOLETTI ALL	TROINA CLE	150 kV	ENEL Div.Distr.	4,800
SCORDIA	S.CONO	150 kV	ENEL Div.Distr.	47,250
SORGENTE	CASTROREALE ALL.	150 kV	ENEL Div.Distr.	18,400
VIAGRANDE	BELPASSO ALL	150 kV	ENEL Div.Distr.	20,610
CARACOLI	TERMINI IMERESE GR.N.1	150 kV	ENEL Div.Trasm.	2,230
CORRIOLO	SORGENTE 1	150 kV	ENEL Div.Trasm.	0,691
CORRIOLO	SORGENTE 2	150 kV	ENEL Div.Trasm.	0,691

Totale Area territoriale di Palermo km 619,259  
 LINEE ENEL Div.Trasm. km 3,612  
 LINEE ENEL Div.Distr. km 615,647

Elenco stazioni elettriche 380-220-150-132 kV		
NOME	TENSIONE	PROPRIETA'
CHIARAMONTE G.	380 kV	ENEL Div.Trasm
PATERNO'	380 kV	ENEL Div.Trasm
SORGENTE	380 kV	ENEL Div.Trasm
BELLOLAMPO	220 kV	ENEL Div.Trasm
CARACOLI	220 kV	ENEL Div.Trasm
CIMINNA	220 kV	ENEL Div.Trasm
CORRIOLO	220 kV	ENEL Div.Trasm
FAVARA	220 kV	ENEL Div.Trasm
FULGATORE	220 kV	ENEL Div.Trasm
MELILLI	220 kV	ENEL Div.Trasm
MISTERBIANCO	220 kV	ENEL Div.Trasm
PARTANNA	220 kV	ENEL Div.Trasm
PARTINICO	220 kV	ENEL Div.Trasm
RAGUSA	220 kV	ENEL Div.Trasm
CASUZZE SNE	150 kV	ENEL Div.Distr
P.EMPEDOCLE	150 kV	ENEL Div.Trasm

TOTALE STAZIONI 16  
 STAZIONE ENEL Div.Trasm. 15  
 STAZIONI ENEL Div.Distr. 1

**ELENCO DEI POSTI DI TELECONDUZIONE**

Area territoriale di Palermo: Bellolampo



**RETE ELETTRICA SICILIA AL 31.12.2003**



Fonte. GRTN

## **DISTRIBUZIONE E CONSUMO FINALE**

La fase conclusiva del sistema liberalizzato dell'energia riguarda la distribuzione.

Secondo quanto definito dall'art. 2 del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79 per distribuzione si intende il trasporto e la trasformazione di energia elettrica su reti di distribuzione a media e bassa tensione per le consegne ai clienti finali.

L'attività di distribuzione è regolata dall'art. 9 del citato Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Le imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore della normativa continuano a svolgere il servizio sulla base di concessioni rilasciate dal Ministero dell'industria aventi scadenza il 31 dicembre 2030. Le nuove concessioni dovranno essere rilasciate con gare da indire entro il quinquennio precedente al 2030 e dovranno fare riferimento ad ambiti non inferiori al territorio comunale e non superiori a un quarto di tutti i clienti finali. Nei comuni in cui società di distribuzione servano almeno il 20 % dei clienti tali società possono chiedere all'ENEL la cessione dei propri rami d'azienda dedicati alla distribuzione

Ai fini dell'attuazione della nuova normativa che regola il mercato elettrico l'ENEL ha costituito una società separata per la distribuzione dell'energia.

Gli utenti finali che acquistano dal distributore sono i Clienti Idonei o i Clienti Vincolati. Una considerevole quota di Clienti idonei, tuttavia, autoproduce l'energia che consuma. In Sicilia l'incidenza dell'autoproduzione raggiunge i livelli massimi superando il 40% dei consumi dei Clienti Idonei.

Come già detto, con la recente legge n. 239 del 23 agosto 2004 (legge Marzano) è stato stabilito che dal 1° luglio 2004 è considerato cliente idoneo ogni cliente finale non domestico, mentre dal 1° luglio 2007 sarà cliente idoneo ogni cliente finale. Per effetto di tale norma il numero dei clienti idonei in Sicilia è già passato dagli 8.456 del 30.06.2004 ai 607.729 del 31.12.2004. Il prelievo di energia è tuttavia percentualmente variato non di molto, passando dall'8,7% al 10,2%.

Infatti il numero dei clienti idonei che effettivamente si approvvigionano al mercato libero è in Sicilia di 4.037, pari al 40,9% del numero potenziale. Mentre in Italia la quota percentuale sul mercato potenziale era alla stessa data del 60,4%.

**MERCATO POTENZIALE CLIENTI IDONEI**

	CLIENTI IDONEI AL 30 GIUGNO 2004		CLIENTI IDONEI AL 31 DICEMBRE 2004	
	NUMERO CLIENTI <sup>(A)</sup>	PRELIEVO - ESCLUSI AUTOCONSUMI (TWh) <sup>(B)</sup>	NUMERO CLIENTI <sup>(A)</sup>	PRELIEVO (TWh) <sup>(B)</sup>
Val d'Aosta	366	0,6	27.571	0,8
Piemonte	13.498	18,6	592.996	19,3
Lombardia	42.220	46,9	1.067.014	51,0
Liguria	4.518	3,9	274.247	4,4
Veneto	31.260	20,6	579.889	23,5
Trentino Alto Adige	5.102	3,6	160.151	4,3
Friuli Venezia Giulia	5.609	6,7	151.948	7,3
Emilia Romagna	49.378	17,7	900.131	19,4
Toscana	15.121	10,8	554.922	14,4
Marche	5.883	4,1	217.874	5,6
Umbria	5.024	5,8	126.250	4,7
Lazio	40.889	11,0	712.675	14,1
Abruzzo	17.865	5,5	170.529	5,0
Molise	583	0,9	45.377	1,2
Campania	16.850	9,5	611.710	10,6
Puglia	7.340	6,2	535.321	8,6
Basilicata	1.205	1,5	83.763	1,8
Calabria	3.029	1,5	251.551	3,0
Sicilia	8.458	8,7	607.729	10,2
Sardegna	4.272	8,1	221.264	8,5
<b>Italia</b>	<b>278.468</b>	<b>192,0</b>	<b>7.592.912<sup>(C)</sup></b>	<b>217,6<sup>(C)</sup></b>

A) Numero di punti di prelievo.

(B) Dati relativi al 2003.

(C) Non è inclusa la rete ferroviaria Italiana (con prelievi pari a 4,4 TWh).

Fonte: Banca dati clienti idonei e dichiarazioni dei gestori delle reti di distribuzione – Tratto dalla “Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull’attività svolta” dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas. Giugno 2005.

**CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA DISTINTI PER MERCATO VINCOLATO  
E MERCATO LIBERO  
ANNI 2001 – 2004**

	2001		2002		2003		2004	
	GWh	% su Mercato totale	GWh	% su Mercato totale	GWh	% su Mercato totale	GWh	% su Mercato totale
Mercato vincolato	187.183	65,6	170.543	58,6	165.597	55,2	151.400	50,2
Mercato libero	75.995	26,6	98.224	33,8	113.115	37,7	129.000	42,8
Autoconsumo	22.314	7,8	22.193	7,6	21.077	7,0	21.000	7,0
<b>Mercato totale</b>	<b>285.492</b>	<b>100,0</b>	<b>290.960</b>	<b>100,0</b>	<b>299.789</b>	<b>100,0</b>	<b>301.400</b>	<b>100,0</b>

Fonte: elaborazione Autorità per l'energia elettrica e il gas su dati GRTN - Luglio 2005

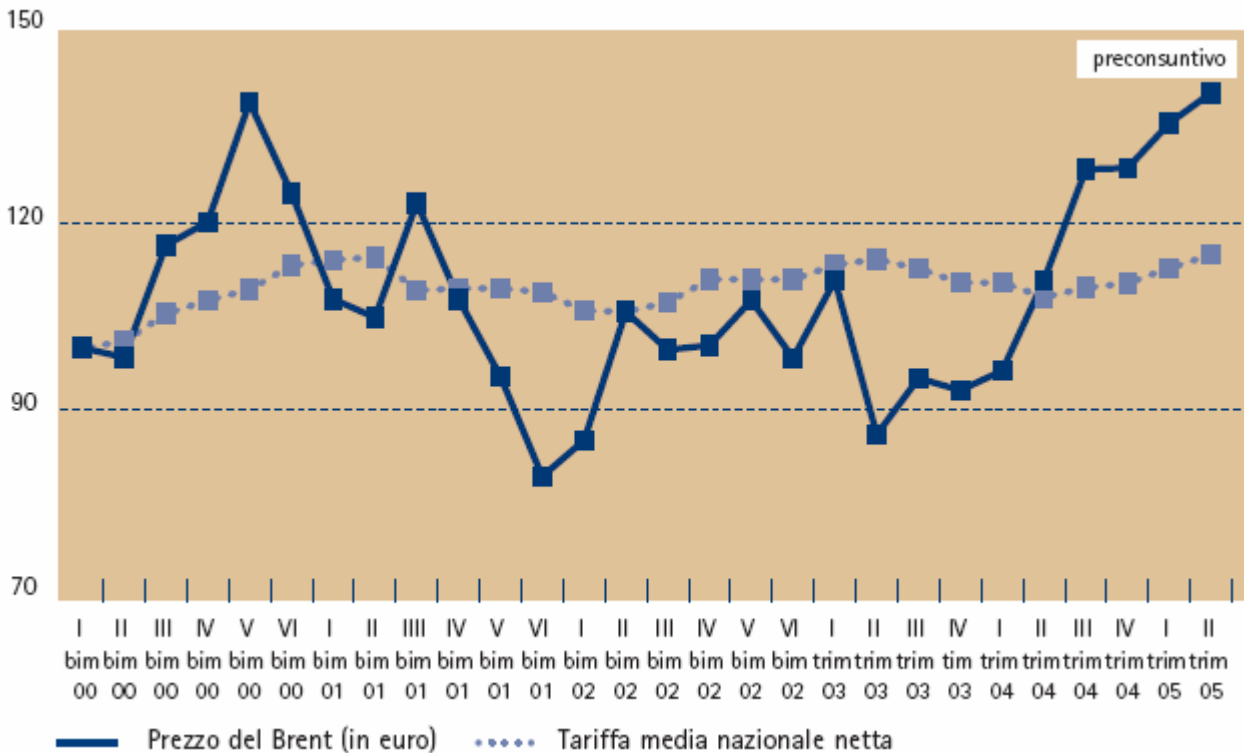
### **TARIFFE**

Dal 2003 all'inizio del 2004 le tariffe elettriche hanno seguito un trend decrescente.

Nel secondo trimestre 2004 la tariffa media nazionale era pari a 10,04 c€/kWh raggiungendo così il valore minimo degli ultimi anni. Successivamente, a causa dell'aumento dei combustibili, si è verificata un'inversione di tendenza. Così ad aprile 2005 la tariffa, al netto del carico fiscale, risultava pari a 10,67 c€/kWh.

Il grafico che segue mostra come il sistema tariffario non segue pedissequamente il prezzo dei prodotti petroliferi, ma consente di ammortizzarne gli sbalzi.

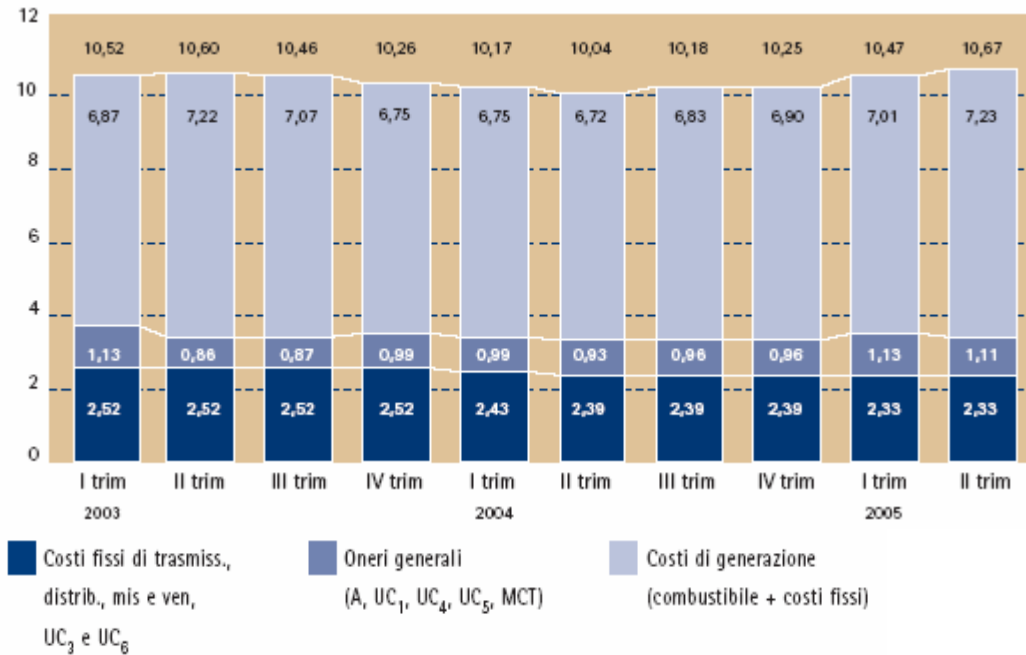
**ANDAMENTO DELLA TARIFFA ELETTRICA MEDIA NAZIONALE  
E DEL PREZZO DEL PETROLIO ( BRENT DATED)**  
Numeri indici, 1° bimestre 2000 = 100



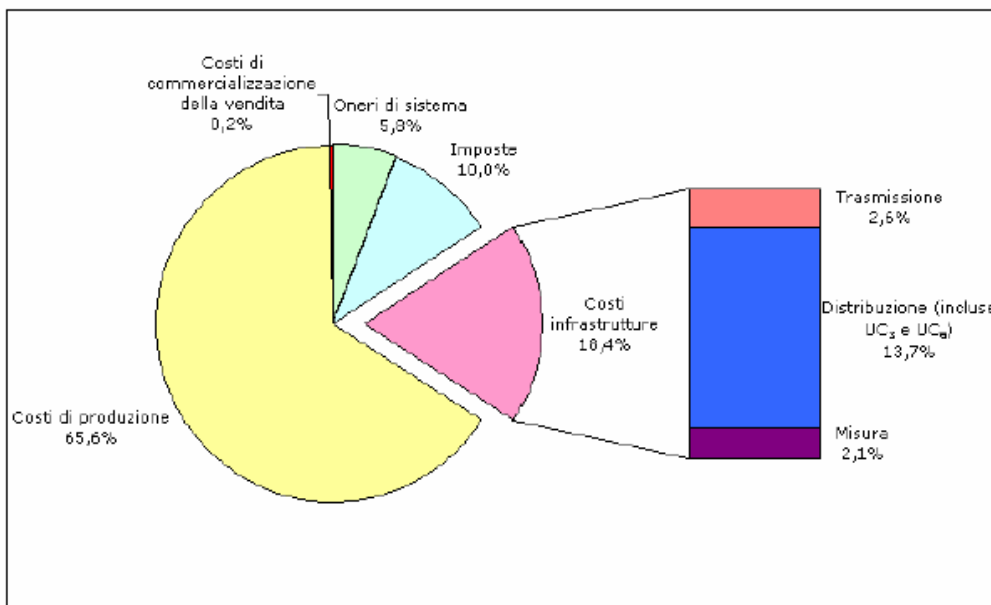
Fonte: Banca dati clienti idonei e dichiarazioni dei gestori delle reti di distribuzione – Tratto dalla “relazione annuale sullo stato dei servizi e sull’attività svolta” dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas. Giugno 2005.

Un’analisi delle singole componenti tariffarie evidenzia che negli ultimi due anni gli aumenti tariffari sono stati determinati soprattutto dall’aumento dei costi di generazione, passati dal 6,87 del primo trimestre 2003 al 7,23 nel secondo trimestre 2005. A fronte di ciò si è registrata una diminuzione dei costi relativi alla trasmissione e agli oneri generali.

**TARIFFA ELETTRICA MEDIA NAZIONALE AL NETTO DELLE IMPOSTE: ANDAMENTO NEGLI ULTIMI DUE ANNI - c€/kWh**



**COMPOSIZIONE PERCENTUALE DELLA TARIFFA ELETTRICA MEDIA NAZIONALE PER I CLIENTI DEL MERCATO VINCOLATO AL 1 OTTOBRE 2005**



I costi di produzione comprendono il costo del combustibile, i costi fissi di generazione, il costo del dispacciamento, gli oneri per i certificati verdi, la remunerazione della capacità produttiva e del servizio di interompiabilità, gli oneri di riconciliazione dell'energia elettrica nel 2001. Gli oneri di sistema includono tutte le componenti A, le componenti UC1, UC4, UC5 e la nuova componente MCT. Le imposte sono calcolate pro-forma pari al 10% della tariffa media nazionale.

Fonte: Deliberazione 28 giugno 2005, n. 201.

### ***Distocazione Geografica*** ***Numero dei distributori presenti in Italia (\*)***

*totale distributori in Italia = 171*



(\*) Enel Distribuzione è presente in tutte le Regioni, anche in quelle dove non è indicato alcun distributore  
L'attribuzione per zona è fatta sulla base della sede legale

Fonte: Acquirente unico – [www.aquireneunico.it](http://www.aquireneunico.it)

**SICILIA**

Rispetto al biennio precedente si registra un calo dei consumi nei settori agricolo e industriale ed una crescita nel terziario e nel domestico. Il settore dove maggiori sono i consumi rimane comunque quello industriale con 7.604,1 Milioni di kWh.

**Consumi in Sicilia confronto anni 2002, 2003 e 2004 distinti per tipologia in milioni kWh**

	Agricoltura			Industria			Terziario			Domestici			Totale 2002	Totale 2003	Totale 2004
	2002	2003	2004	2002	2003	2004	2002	2003	2004	2002	2003	2004	2002	2003	2004
Agrigento	23,6	22,3	20,6	232,2	245,5	230,6	305,5	322	323,6	471	480,3	495,8	1.032,30	1070,1	1070,7
Caltanissetta	10,6	11,5	14,2	1.178,70	1142	1.198,70	170,5	183,5	204,6	274,5	282,3	288,4	1.634,30	1619,3	1705,9
Catania	114	109,5	97,8	969,8	1033	1.044,10	982,6	1043,1	1056,63	1.140,90	1183,1	1211,9	3.207,40	3368,7	3410,1
Enna	12,3	10,8	11,1	66,5	65,1	65,7	110,1	118,6	121,5	156,5	166,8	171,3	345,4	361,3	369,8
Messina	20,6	20,3	22,1	906,7	946,8	910,5	598,9	634,3	653,6	746,2	772,9	782	2.272,30	2374,3	2368,3
Palermo	26,7	27,3	27,5	596,2	539,2	514,4	1.039,70	1097,3	1135	1.440,70	1454,1	1508,2	3.103,20	3117,8	3485,0
Ragusa	107,3	91	97,3	447,8	463,7	479,2	238,8	248,3	266,9	337,2	348,5	355,2	1.131,10	1151,5	1198,3
Siracusa	105,9	82,9	81	3.383,50	3176,4	2.961,60	332,5	344,1	374,8	435	458,6	474	4.256,90	4062	3851,4
Trapani	31,8	26,4	24,8	248,1	262,4	239,4	316,6	346,5	346,9	509,3	522,9	559,4	1.105,90	1158,2	1170,4
<b>Totale</b>	<b>452,8</b>	<b>402</b>	<b>396,3</b>	<b>8.029,50</b>	<b>7874,1</b>	<b>7604,1</b>	<b>4.095,10</b>	<b>4337,8</b>	<b>4483,2</b>	<b>5.511,30</b>	<b>5669,4</b>	<b>5846,3</b>	<b>18.088,80</b>	<b>18283,2</b>	<b>18329,9</b>

Dati GRTN

**RIEPILOGO CONSUMI FINALI IN GWH 2004**

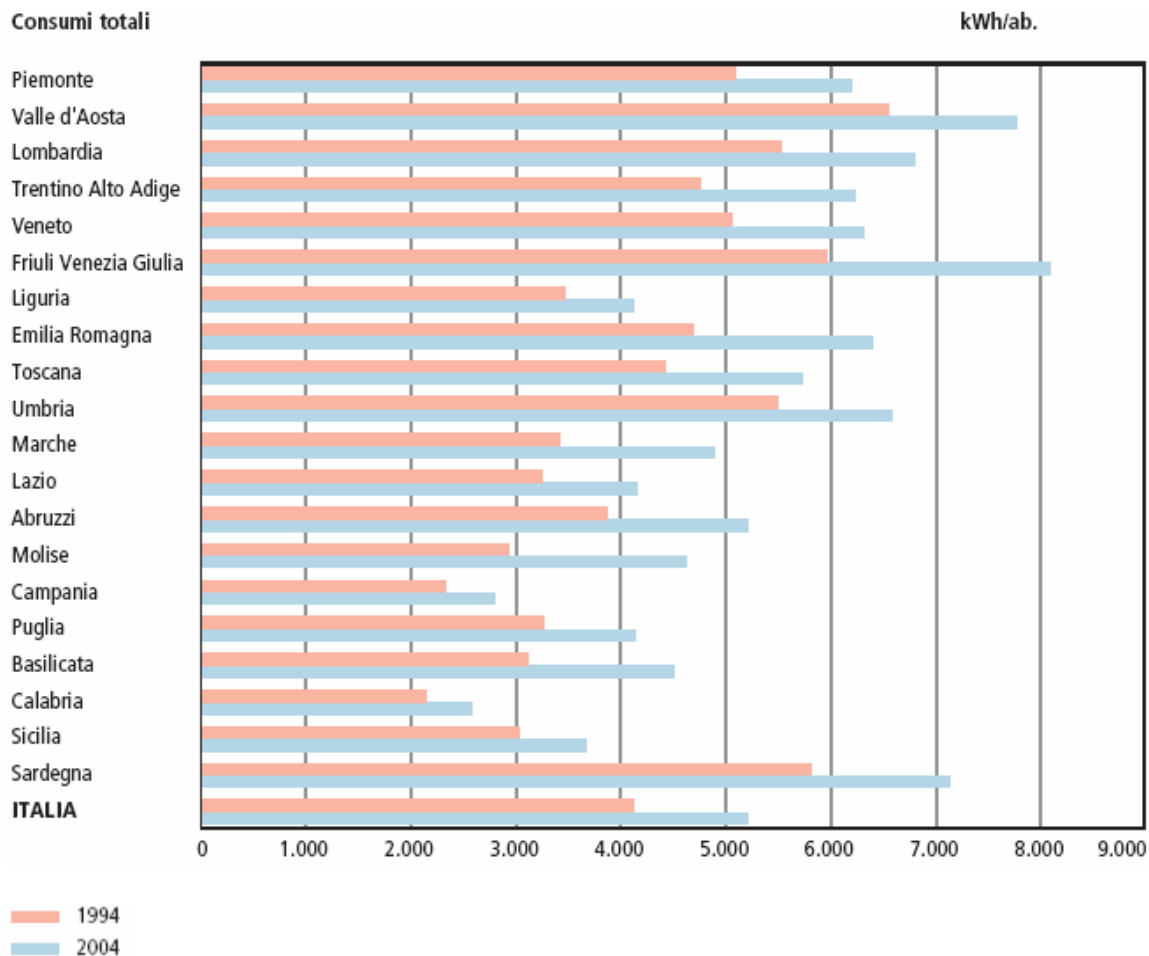
	Operatori del mercato elettrico	Autoproduttori	Regione
Autoconsumi	0,0	2569,7	2.569,7
Mercato libero	4.153,3	3,3	4.156,5
Mercato vincolato	11.743,7	-	11.743,7
<b>Totali</b>	<b>15.896,9</b>	<b>2.573,0</b>	<b>18.469,9</b>

Fonte: GRTN "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2004"

I consumi finali complessivi del 2004 sono risultati essere quindi di 18.469,9 GWh pari a 3.688 kWh per abitante

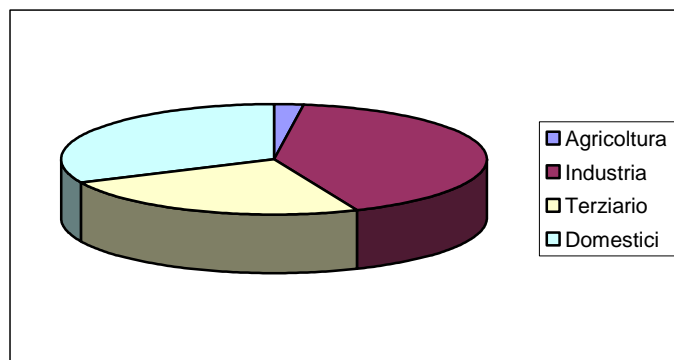


**CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA PER ABITANTE IN ITALIA  
NEL 1994 E 2004 SECONDO REGIONE**



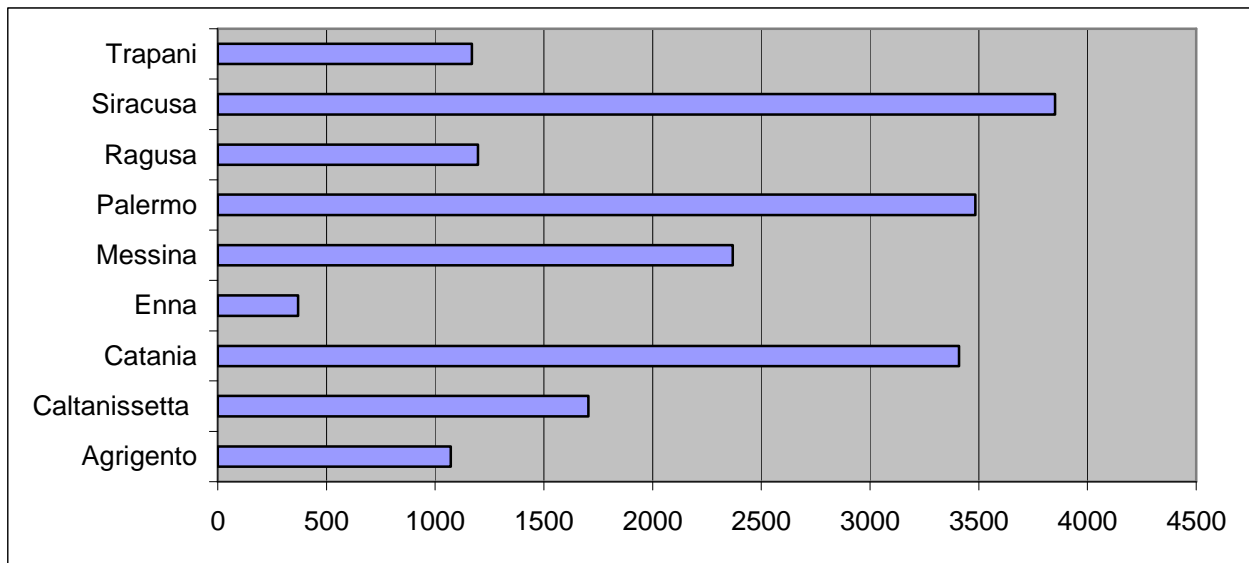
Fonte GRTN

**SICILIA 2004: CONSUMI DISTINTI PER TIPOLOGIA**



Elaborazione su dati GRTN

**SICILIA 2004: CONSUMI TOTALI PER PROVINCIA**



*Elaborazione su dati GRTN*

La Provincia che ha fatto registrare i maggiori consumi è stata anche nel 2004 Siracusa, che ospita i maggiori poli industriali,. A seguire le province di Palermo e Catania.

## IL SISTEMA DEL GAS

### **INTRODUZIONE**

Le basi per la liberalizzazione del mercato del gas naturale nell'Unione Europea sono state create dalla Direttiva 98/30/CE ed ulteriormente definite dalla Direttiva 2003/55/CE.

La Direttiva 2003/55/CE ha introdotto alcune novità che dovrebbero accelerare la liberalizzazione ed al contempo preparare il mercato all'entrata nell'Unione di nuovi Paesi.

Le novità apportate dalla suddetta Direttiva hanno trovato un sistema di regole italiano che in gran parte era già conforme a questa nuova normativa. Infatti il complesso di norme che regola il sistema italiano del gas, basato sul Decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, di recepimento della Direttiva europea 98/30/CE, e implementato da una serie di regole più avanzate, ha in parte anticipato i nuovi principi di liberalizzazione contenuti nella Direttiva 2003/55/CE.

L'Italia, ad esempio, ha imposto la separazione societaria fra attività di trasporto del gas e attività di vendita quando la prima normativa europea stabiliva soltanto il principio di separazione contabile.

La nuova Direttiva europea 2003/55/CE, inoltre, prevede l'implementazione dell'accesso dei terzi alla rete di trasporto mediante tariffe e condizioni regolate da un'Autorità indipendente: anche in questo caso le norme italiane hanno anticipato quelle comunitarie. Oltre a ciò, in previsione dell'annessione all'Unione di nuovi Paesi ed accelerare il processo di integrazione dei mercati, la Direttiva 2003/55/CE ha previsto nuove regole per il mercato interno del gas naturale e l'introduzione di accessi regolati a tutte le infrastrutture di trasporto che si applicheranno a tutti i paesi.

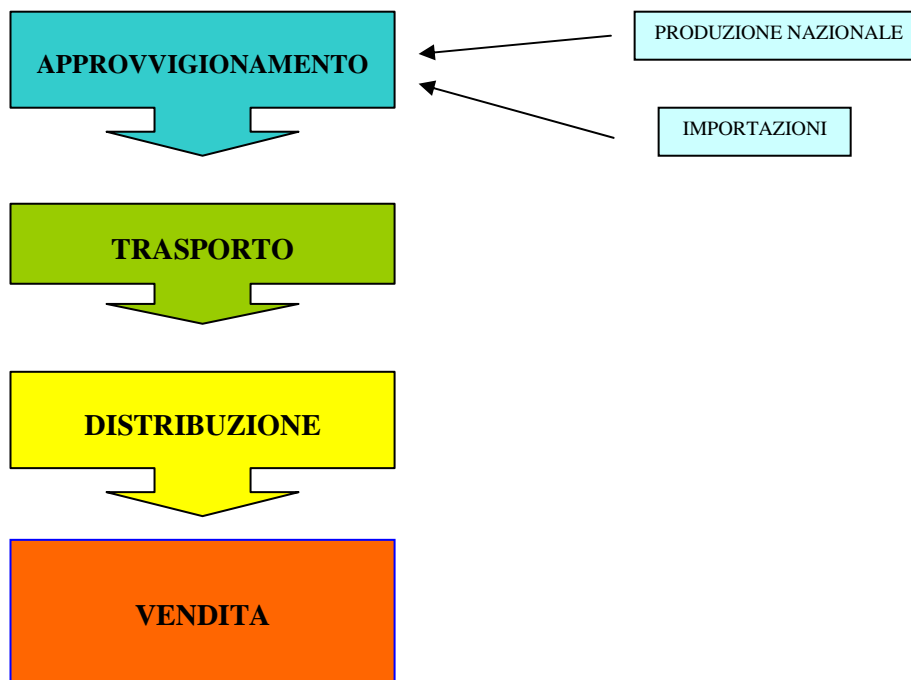
In Italia, inoltre, il 26 agosto 2005 è stato emanato il Decreto del Ministero delle Attività Produttive concernente le modalità di conferimento della concessione di attuazione delle attività di stoccaggio di gas naturale, che dovrebbe dare l'opportunità di nuovi investimenti nel settore da parte di nuove società.

Infine, il principio della separazione societaria tra distribuzione e vendita al dettaglio sono regole che l'Italia applica già al settore della distribuzione del gas, anticipando anche in questo caso le disposizioni previste dalla direttiva 2003/55/CE.

Ma nonostante la legislazione avanzata, in Italia i prezzi del gas al netto delle imposte restano tra i più alti a livello europeo, sia per gli usi industriali sia per le grandi utenze civili, e, secondo l'Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del mercato, redatta congiuntamente dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e l'Autorità Garante del Mercato, il bilancio dei primi quattro anni di liberalizzazione non è positivo, poiché non si può dire veramente avviata una vera e propria concorrenza nel mercato.

Infatti, il mercato del gas risulta fortemente condizionato dall'Eni S.p.A., ex monopolista pubblico e a tutt'oggi principale produttore e importatore di gas, che ha costi di approvvigionamento più bassi dei concorrenti. Tale potere di mercato si esplica soprattutto mediante il controllo dell'attività di approvvigionamento di materia prima, sia per i grossi contratti stipulati in epoca antecedente all'entrata in vigore della prima direttiva comunitaria, sia tramite il controllo dei gasdotti internazionali nella cui costruzione Eni ha molto investito nel passato, sui quali quindi detiene diritti, e che sono in gran parte saturati dal gas proveniente dai contratti a lungo termine stipulati prima dell'entrata in vigore della nuova normativa.

## IL SISTEMA DEL GAS



Con il Decreto Legislativo 164/00 è stato stabilito che le imprese che svolgono attività di trasporto e dispacciamento devono essere separate da quelle che si occupano delle altre attività del settore. Inoltre sono stati posti al 31 dicembre 2010 dei tetti per tutelare la concorrenza. Così nessuna impresa può vendere ai clienti finali più del 50% dei consumi nazionali, e nessuna società può immettere, dal 1° gennaio 2002 al 31 dicembre 2010, nella rete nazionale quantitativi superiori al 75% dei consumi nazionali. Tale percentuale si riduce annualmente di due punti sino a raggiungere il 61% nel 2010. In conseguenza di ciò il gruppo Eni ha già provveduto al conferimento della rete Snam ad una società autonoma, Snam Rete Gas, di cui ha proceduto alla collocazione in borsa per il 35% delle azioni.

Secondo il Decreto Legislativo 164/00, a partire dal 1° gennaio 2003 tutti i consumatori (Aziende, società, utenti privati, condomini ...) sono liberi di scegliere il proprio fornitore. Il venditore di gas al cliente finale deve necessariamente essere un soggetto diverso da chi distribuisce. Quindi le aziende di distribuzione che hanno voluto continuare la vendita ai clienti finali, dal 2003 hanno dovuto fondare nuove società distinte da quelle di distribuzione.

Il venditore è colui che si propone al cliente per fornirgli il gas, ed è il soggetto con cui il cliente stipula il contratto per l'acquisto di gas, il distributore, invece, è abilitato ad effettuare il solo trasporto del gas per conto delle aziende di vendita, restando comunque responsabile delle attività di manutenzione e sicurezza della rete. Il distributore deve offrire condizioni identiche di vendita a tutti i venditori.

Il venditore, che acquista il gas all'ingrosso e lo vende al cliente finale, ha quindi la necessità di fare trasportare il gas sulle reti di trasporto nazionale, regionale e locale (reti di distribuzione) e dunque, oltre a sostenere il costo di acquisto del gas, deve pagare il trasporto secondo una tariffa, che è fissata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

## PRODUZIONE E IMPORTAZIONI

Nonostante un aumento del consumo mondiale di gas naturale nel 2004 (meno del 2% su base mondiale), la produzione è stata sufficiente a coprire la domanda. Nell'Unione europea la crescita dei consumi è stata del 3,4 %.

In Italia nel 2004 la domanda di gas naturale è cresciuta di circa il 3,8 % rispetto all'anno precedente raggiungendo i circa 80,3 miliardi di metri cubi.

L'aumento della richiesta è dovuto all'incremento dei consumi sia nel settore industriale con 22,6 miliardi di metri cubi di gas (+ 3,4 %), che nel settore termoelettrico, con 28 miliardi di metri cubi (+8,9 %), per l'entrata in esercizio di alcune centrali a ciclo combinato. Inoltre il settore residenziale e terziario ha registrato un consumo di 28,2 milioni di metri cubi.

I dati storici del consumo del gas in Italia e le previsioni dei consumi e dei bisogni fino al 2020 fanno ipotizzare una espansione del mercato del gas sia per la produzione di energia elettrica che per le utenze civili.

Si fa sempre più pressante, quindi, la necessità di provvedere ad un adeguato approvvigionamento ma sempre nell'ottica di un libero mercato che favorisca una reale concorrenza e, conseguentemente, un abbassamento dei prezzi.

La produzione nazionale di gas naturale nel 2004 è scesa a 12,921 miliardi di metri cubi, in flessione del 7,7 % rispetto al 2003, confermando quindi la progressione del declino produttivo dei campi ormai maturi non sostituito da ulteriori ricerche.

La produzione nazionale ha coperto così nel 2004 il 16,2 % della richiesta di gas naturale, mentre l'83,6 % è stato coperto dalle importazioni (+ 8,2 %), e il restante 0,2 % è stato assicurato da immissioni in rete da stoccaggi.

### RIPARTIZIONE PERCENTUALE TRA IMPORT E PRODUZIONE NAZIONALE DI GAS (2000-2004)

	2000	2001	2002	2003	2004
Produzione nazionale	23 %	22 %	20 %	18 %	16,2 %
Importazioni	77 %	78 %	80 %	82 %	83,6 %
Prelievi da stoccaggi					0,2 %
TOTALE	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

Fonte: Ref Irs, Rapporto energia 2002, AEEG Relazione annuale 2003, dati MAP per il 2003 e 2004.

Le cause del trend negativo della produzione nazionale, secondo l'Indagine conoscitiva sulla liberalizzazione del mercato del gas, sono da attribuire alla mancanza di investimenti nell'esplorazione, nel progressivo esaurimento dei campi di coltivazione, e, come lamentano i produttori, nelle complessità burocratiche che si devono affrontare per ottenere l'autorizzazione allo sfruttamento di nuovi giacimenti. Su questo punto la legge n. 239/04 sul riordino del settore energetico prevede l'inserimento della valorizzazione delle risorse nazionali di idrocarburi tra gli obiettivi di politica energetica del paese, l'introduzione di un nuovo sistema procedurale

semplificato per le istanze di permesso di ricerca e di concessione di coltivazione di idrocarburi, e l'avvio di un iter per l'adozione di un Testo unico in materia di idrocarburi.

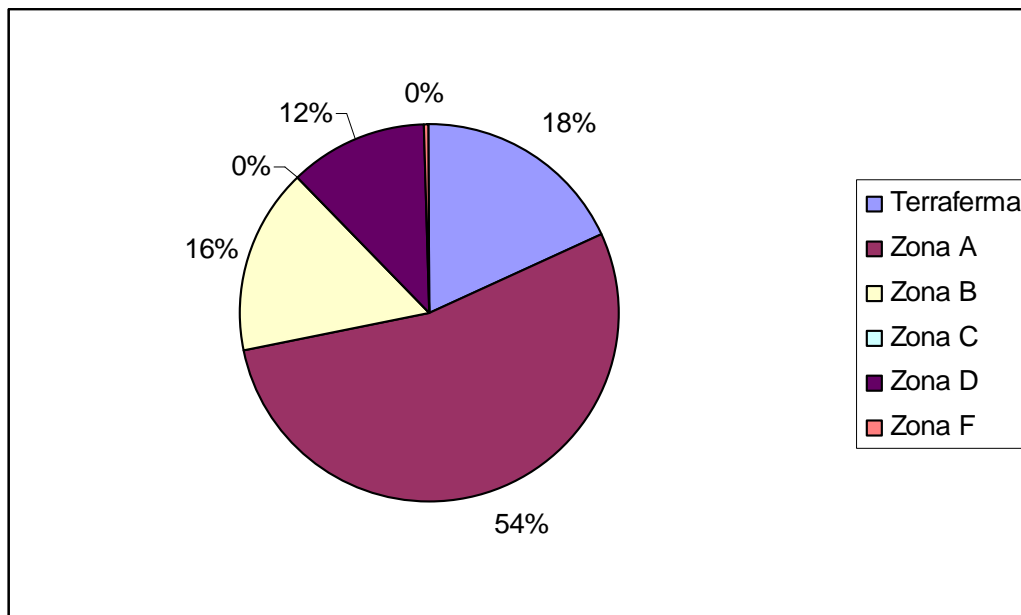
Un ulteriore impulso, suggerisce sempre l'Indagine conoscitiva, potrebbe essere dato dall'avvio di un programma strategico di ricerca e di innovazione tecnologica per le imprese del settore petrolifero italiano.

**PRODUZIONE GAS 2004 (MARE E TERRAFERMA)**

(milioni di mc standard)

<b>Terraferma</b>	<b>2382,1</b>
<b>Totale mare</b>	<b>10538,9</b>
Zona A	6877,9
Zona B	2079,1
Zona C	4,6
Zona D	1544,9
Zona F	32,4
<b>Totale</b>	<b>12921</b>

**PRODUZIONE GAS IN PERCENTUALE 2004 (MARE E TERRAFERMA)**



*Elaborazione su dati Ministero delle Attività Produttive - Direzione Generale per l'Energia e le Risorse Minerarie - Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia*

**Identificazione zone marine:**

La zona A, che si estende nel Mare Adriatico settentrionale a nord del 44° parallelo, è delimitata ad ovest dalla linea di costa a bassa marea e ad est dalla linea di delimitazione ITALIA-SLOVENIA e ITALIA-CROAZIA.

La zona B, che si estende nel Mare Adriatico centrale tra il 44° ed il 42° parallelo, è delimitata ad ovest dalla linea di costa a bassa marea e ad est dalla linea di delimitazione ITALIA-CROAZIA e ITALIA-BOSNIA.

La zona C si estende nel Mare Tirreno meridionale e nel Canale di Sicilia tra la linea di costa siciliana e la linea isobata dei 200 m. A sud ovest è delimitata da un tratto della linea di delimitazione Italia-Tunisia (tra il punto 12 e il punto 17 della stessa) e a sud est dalla linea mediana Italia-Malta. Fa parte della zona C anche il sottofondo marino adiacente l'isola di Lampedusa tra l'isobata dei 200 m e la linea di delimitazione Italia-Tunisia.

La zona D si estende a sud del 42° parallelo nel Mare Adriatico meridionale e nel Mare Ionio fino allo stretto di Messina. E' delimitata ad ovest dalla linea di costa a bassa marea e ad est dalla linea isobata dei 200 m.

La zona E si estende nel Mare Ligure, nel Mare Tirreno e nel Mare di Sardegna: è delimitata da un lato dalla linea di costa a bassa marea e dall'altro dalla linea isobata dei 200 m.

La zona F si estende nel Mare Adriatico meridionale e nel Mare Ionio fino allo stretto di Messina. E' delimitata ad ovest dalla linea isobata dei 200 m ed ad est dalla piattaforma continentale italiana definita dagli accordi con i paesi frontisti: ex Jugoslavia, Albania e Grecia.

La zona G si estende nel Mare Tirreno meridionale e nel Canale di Sicilia. I suoi confini, originariamente definiti dal Decreto Interministeriale del 26/06/81, sono rappresentati dalla linea isobata dei 200 m e dalla linea di delimitazione Italia-Tunisia (tra il punto 5 e il punto 11 della stessa). Successivamente la zona G è stata ampliata verso sud nell'area compresa tra le isole Pelagie, la linea di delimitazione Italia-Tunisia (tra il punto 19 e il punto 25 della stessa) e la linea mediana Italia-Malta

A fronte della continua diminuzione della produzione, le importazioni di gas nel 2004 sono aumentate dell'8,2 % rispetto al 2003.

Il gas che viene importato in Italia passa attualmente da:

- il 36,5 % da Tarvisio attraverso il gasdotto TAG (dalla Slovacchia all'Italia) e da Gorizia e proviene principalmente dalla Russia (Gazprom);
- il 35,4 % da Mazara del Vallo attraverso i gasdotti TTPC (che porta il gas algerino in Tunisia) e Transmed o TMPC (gasdotto sottomarino dalla Tunisia alla Sicilia);
- il 24,2 % proviene principalmente dai Paesi Bassi ed entra da Passo Gries tramite il gasdotto svizzero Transitgas e il gasdotto tedesco TEMP che porta il gas olandese in Svizzera;
- il 3,2 % arriva via mare e viene rigassificato nell'impianto di Panigaglia;
- lo 0,8 % è gas libico che entra da Gela attraverso il gasdotto Greenstream.<sup>1</sup>

#### IMPORTAZIONI DI GAS NATURALE PER PROVENIENZA - ANNO 2004

Milioni di standard metri cubi a 38,1 MJ/m<sup>3</sup>

	Totale	%
NON Unione Europea	55.905	82,3
Unione Europea	12.003	17,7
Totale complessivo	67.908	100,0

Fonte: MAP - DGERM - Osservatorio Statistico Energetico

#### IMPORTAZIONI DI GAS NATURALE PER PAESE\* - ANNO 2004

Milioni di standard metri cubi a 38,1 MJ/m<sup>3</sup>

	Totale	%
ALGERIA	25.632	37,7
RUSSIA	23.624	34,8
OLANDA	8.074	11,9
NORVEGIA	5.190	7,6
ALTRI Unione Europea	2.809	4,1
UK	1.120	1,6
ALTRI non Unione Europea	937	1,4
LIBIA	521	0,8
Totale complessivo	67.908	100,0

Fonte: MAP - DGERM - Osservatorio Statistico Energetico

\* Le importazioni sono suddivise per Paese di provenienza fisica del gas e non contrattuale. Il gas importato in regime di swap è quindi contabilizzato in funzione dell'origine fisica del gas.

<sup>1</sup> Il terminale di Gela è entrato in funzione nell'ultimo trimestre del 2004 ed entrerà a regime solo nel 2006.



**BILANCIO DEGLI OPERATORI DEL GAS NATURALE NEL 2004 - G(M<sup>3</sup>)**

	Grossisti				Venditori			Totale
	Eni	> 10 Gmc	1 - 10 Gmc	< 1 Gmc	> 1 Gmc	0,1-1 Gmc	< 0,1 Gmc	
<b>Produzione nazionale netta</b>	<b>10,8</b>	<b>0,0</b>	<b>1,3</b>	<b>0,6</b>	<b>0,0</b>	<b>0,3</b>	<b>0,0</b>	<b>13,0</b>
<b>Importazioni nette<sup>(A)</sup></b>	<b>41,6</b>	<b>9,4</b>	<b>12,1</b>	<b>3,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,9</b>	<b>0,0</b>	<b>67,2</b>
Di cui vendite Eni alla frontiera	0,0	0,0	5,2	1,3	0,0	0,0	0,2	6,7
<b>Prelievi netti da stoccaggi</b>	<b>0,9</b>	<b>-0,1</b>	<b>-0,4</b>	<b>-0,3</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,1</b>
- stoccaggi al 31 dicembre 2003	2,8	0,6	1,0	0,3	0,1	0,0	0,0	4,7
- stoccaggi al 31 dicembre 2004	1,9	0,7	1,4	0,6	0,0	0,0	0,0	4,6
<b>Acquisti da operatori nazionali</b>	<b>0,3</b>	<b>7,1</b>	<b>8,5</b>	<b>4,0</b>	<b>15,8</b>	<b>12,1</b>	<b>4,8</b>	<b>52,8</b>
Da Eni	0,0	6,2	3,8	1,3	9,2	6,8	2,7	30,1
Da Enel	0,0	0,0	0,5	0,1	5,3	0,9	0,0	6,8
Da Edison	0,0	0,7	1,2	0,4	0,0	1,8	0,5	4,6
Da altri	0,3	0,2	2,9	2,2	1,4	2,6	1,6	11,3
<b>Cessioni ad altri operatori</b>	<b>22,9</b>	<b>6,9</b>	<b>10,7</b>	<b>7,1</b>	<b>0,2</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>48,0</b>
<b>Trasferimenti netti</b>	<b>-23,8</b>	<b>-0,4</b>	<b>-5,6</b>	<b>-0,9</b>	<b>14,0</b>	<b>11,9</b>	<b>4,8</b>	<b>0,0</b>
<b>Consumi e perdite<sup>(B)</sup></b>	<b>0,4</b>	<b>0,1</b>	<b>0,2</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>1,0</b>
<b>Totale risorse</b>	<b>54,1</b>	<b>9,7</b>	<b>21,4</b>	<b>2,4</b>	<b>1,7</b>	<b>1,3</b>	<b>0,1</b>	<b>90,7</b>
<b>Vendite a clienti finali</b>	<b>29,1</b>	<b>8,7</b>	<b>7,2</b>	<b>2,4</b>	<b>14,1</b>	<b>13,1</b>	<b>4,8</b>	<b>79,3</b>
Generazione elettrica	17,0	8,7	5,3	0,0	0,4	0,5	0,1	32,1
Domestico, commercio e industria	12,1	0,0	1,9	2,3	13,7	12,6	4,7	47,2
Mercato tutelato	0,0	0,0	0,5	0,9	10,3	8,1	3,4	23,3
< 5.000 mc	0,0	0,0	0,3	0,6	7,0	5,8	2,3	16,0
5 - 200.000 mc	0,0	0,0	0,1	0,3	3,1	2,2	0,9	6,8
> 200.000 mc	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1	0,5
Mercato libero	12,1	0,0	1,4	1,4	3,4	4,5	1,3	24,0
< 5.000 mc	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,3	0,5
5 - 200.000 mc	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,4	0,3	1,0
> 200.000 mc	12,0	0,0	1,4	1,3	3,2	3,8	0,7	22,5

(A) Le importazioni sono al netto dei transiti (Geoplin);

(B) Consumi e perdite sono stimati in base alla produzione e importazione, allo stoccaggio e agli acquisti interni.

Fonte: elaborazione Autorità per l'energia elettrica e il gas su dichiarazioni degli operatori

I dati riportati possono differire da quelli riportati in altre tabelle della Relazione annuale per la diversa origine o periodo di riferimento. Relazione annuale 2005

Anche nel settore delle importazioni l'Eni risulta essere l'operatore dominante in quanto importa direttamente il 62% del gas immesso in rete dall'estero, mentre piccoli quantitativi sono importati da Enel S.p.A. e da Edison S.p.A., e i quantitativi importati dalle società Plurigas S.p.A., Dalmine Energie S.p.A., Energia S.p.A. e da Edison si possono considerare riconducibili ad Eni poiché si tratta di "vendite innovative", ossia vendite di gas effettuate all'estero dall'impresa dominante ai suoi stessi concorrenti, su contratti pluriennali già conclusi a suo tempo dall'operatore dominante con i fornitori esteri e dei quali mantiene la titolarità, che portano la quota di importazioni effettuate da Eni a circa il 72 %.

TAV. 4.2 AUTORIZZAZIONI E COMUNICAZIONI PER IMPORTAZIONE PRESENTATE NEL PERIODO 2000-MARZO 2005

Autorizzazioni presentate al Ministero delle attività produttive ai sensi dell'art. 3, comma 9, del decreto legislativo n. 164/00

IMPORTAZIONI	N. AUTORIZZAZIONI	N. SOGGETTI AUTORIZZATI
pluriennali extra UE	36	18
pluriennali extra UE - istruttorie in corso <sup>(A)</sup>	25	18
spot extra UE	34	16
Pluriennali/spot UE	128 (comunicazioni)	-

(A) Di tali istanze, le 13 più recenti (a partire dal 2004) sono in corso di valutazione, le altre (2001-2003) sono da considerare pratiche da archiviare.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive.

Dai dati disponibili, negli ultimi anni sembrerebbero aumentati i soggetti diversi da Eni che hanno richiesto ed ottenuto dal Ministero per le attività produttive l'autorizzazione per (o hanno comunicato l'intenzione di) importare gas naturale, ma in realtà si tratta spesso di piccole quantità di gas e per lo più venduto oltrefrontiera da Eni ad altre società. Inoltre alcune autorizzazioni ad importazioni di GNL sono vincolate alla costruzione di terminali di rigassificazione a Brindisi e Rovigo.

L'accesso ai gasdotti internazionali è inoltre reso difficile e molto costoso per terzi utilizzatori anche a causa della mancanza di una chiara disciplina per l'accesso trasparente e non discriminatorio. Ad esempio, Eni controlla le infrastrutture sul suolo tunisino, non è interessata ad un loro potenziamento ed all'eliminazione dei cosiddetti "colli di bottiglia" che limitano la portata dei gasdotti, ed impedisce così ai concorrenti di provvedere ad approvvigionamenti indipendenti.

Anche l'unico impianto di rigassificazione di GNL presente in Italia, a Panigaglia, appartiene a Eni ed è gestito dalla GNL Italia SpA (società del gruppo ENI), e la sua capacità è inferiore alle richieste di accesso degli operatori che acquistano liberamente carichi di GNL da diversi Paesi.

Ad oggi risultano presentati al Ministero per le attività produttive 9 progetti per la costruzione di nuovi terminali GNL (tra i quali uno a Porto Empedocle). La costruzione di questi terminali dovrebbe permettere ai nuovi operatori di importare gas liquido via mare by-passando i citati ostacoli all'utilizzo dei metanodotti internazionali.

**SICILIA**

Il gas naturale in Italia viene estratto prevalentemente da pozzi off-shore e i quantitativi estratti nelle zone marine non sono computati a livello regionale; le produzioni regionali tengono infatti conto solo delle estrazioni terrestri.

La produzione di gas in Sicilia, seppur percentualmente poco significativa rispetto a quella nazionale, dopo il periodo di relativa crescita degli ultimi anni, e seguendo il trend nazionale, nel 2004 ha registrato una flessione del 5,0 %, attestandosi sui 352,2 milioni di mc.

**PRODUZIONE DI GAS NATURALE (MILIONI DI SMC)**

	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>Diff. 2003/2004</b>
<b>Sicilia (terra)</b>	358	371	352,2	- 5,0 %
<b>Italia (terra)</b>	2.793	2.676	2.382,1	- 11,0 %
<b>Italia (mare)</b>	12.147	11.320	10.538,9	- 6,9 %
<b>Italia (totale)</b>	14.840	13.996	12.920,9	- 7,7 %

*Fonte: Ministero delle Attività Produttive - Direzione Generale per l'Energia e le Risorse Minerarie - Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia*

La produzione del periodo gennaio-settembre 2005 risulta di poco superiore a quella dello stesso periodo del 2004.

**Produzione Sicilia 2004 (Smc)**

Gennaio	26,9
Febbraio	27,8
Marzo	31,2
Aprile	29,1
Maggio	30,7
Giugno	29,6
Luglio	29,7
Agosto	29,5
Settembre	28,4
Ottobre	28,9
Novembre	30,3
Dicembre	30,0
Totale genn.-sett.	262,9
<b>Totale 2004</b>	<b>352,1</b>

**Produzione Sicilia 2005 (Smc)**

Gennaio	29,4
Febbraio	26,3
Marzo	28,6
Aprile	28,1
Maggio	31,8
Giugno	30,4
Luglio	33,2
Agosto	32,6
Settembre	30,0
Ottobre	
Novembre	
Dicembre	
Totale genn.-sett.	270,4

*Fonte: Ministero delle Attività Produttive - Direzione Generale per l'Energia e le Risorse Minerarie - Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia*

Nel corso del 2004, inoltre, è stato rinvenuto un nuovo giacimento a Monte dell'Aquila, in provincia di Messina.

Le riserve recuperabili di gas naturale in Sicilia sono state stimate in circa 12.038 milioni di Smc.

**RISERVE GAS al 31.12.2004 - (Milioni di Smc)**

	<b>CERTE</b>	<b>PROBABILI</b>	<b>POSSIBILI</b>	<b>RECUPERABILI</b>
Nord Italia	19.979	5.342	1.671	22.984
Centro Italia	6.262	2.046	2.084	7.702
Sud Italia	13.293	5.255	16.829	19.285
<b>Sicilia</b>	<b>8.015</b>	<b>7.111</b>	<b>2.339</b>	<b>12.038</b>
<b>TOTALE Terra</b>	<b>47.549</b>	<b>19.754</b>	<b>22.923</b>	<b>62.011</b>
Zona A	53.479	54.838	10.512	83.000
Zona B	12.425	10.471	5.244	18.710
Zona D + F + G	11.180	8.977	1.575	15.984
<b>TOTALE Mare</b>	<b>77.084</b>	<b>74.286</b>	<b>17.331</b>	<b>117.693</b>
<b>TOTALE Italia</b>	<b>124.633</b>	<b>94.040</b>	<b>40.254</b>	<b>179.704</b>

N.B. Le Riserve Recuperabili sono ricavate come somma delle Certe + il 50% delle Probabili + il 20% delle Possibili

Fonte: Ministero delle Attività Produttive - Direzione Generale per l'Energia e le Risorse Minerarie - Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia. Attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia. Rapporto annuale 2004.

## TRASPORTO

Ai sensi del D.M. del 30/6/2004 del Ministero delle Attività Produttive, Snam Rete Gas, ha provveduto a disegnare la rete nazionale di trasporto in base ai propri dati e tenendo conto delle comunicazioni pervenute dagli altri operatori di trasporto di rete nazionale.



Fonte: Snam Rete Gas

La Rete Nazionale di Gasdotti è costituita dai metanodotti e dagli impianti necessari al funzionamento del sistema, tenendo conto delle importazioni, delle produzioni nazionali, degli stoccaggi e di tutto quanto serve a trasportare le quantità di gas dai punti immissione alle aree di distribuzione regionale. La rete regionale è formata dalla restante parte dei metanodotti non compresa nella Rete Nazionale di Gasdotti e dagli impianti ad essa collegati.

La rete di Snam Rete Gas (maggior operatore) è composta da circa 30.545 km di metanodotti (al 31.12.2004) di diametro da 25 a 1.200 mm, a pressione compresa tra 0,5 e 75 bar., di cui 8.196 Km appartenenti alla rete di trasporto nazionale e 22.349 km alla rete di trasporto regionale. Della rete fanno parte 11 centrali di compressione dedicate al servizio di spinta in linea oltre gli impianti di regolazione, riduzione e miscelazione del gas ed altri impianti necessari al trasporto ed al dispacciamento del gas.

I controlli relativi al trasporto e al dispacciamento sono eseguiti dal Centro Dispacciamento di San Donato Milanese, e hanno la finalità di rendere disponibili le quantità di gas necessarie in qualsiasi momento e in ogni punto della rete.

L'unico impianto italiano di rigassificazione di Gas Naturale Liquefatto attualmente in uso è, come già detto, quello di Panigaglia di proprietà di GNL Italia S.p.A (Snam) situato in località Fezzano di Portovenere (SP). Nel terminale di rigassificazione, il metano liquido (-160° C), viene riportato allo stato gassoso con una operazione di riscaldamento e immesso quindi nella rete. L'impianto, in funzione dal 1971, nel 2004 ha immesso in rete 2,078 miliardi di metri cubi di gas (contro i 3,46 del 2003).

Le tariffe per il trasporto ed il dispacciamento del gas approvate dall'Autorità per l'energia elettrica e gas tengono conto dei seguenti elementi:

- il costo riconosciuto del capitale investito (o Regulatory Asset Base - RAB)
- un tasso di rendimento sul Rab
- aliquote di ammortamento e costi operativi
- l'aggiornamento annuale dei ricavi attraverso una formula detta di "Revenue Cap"
- l'aggiornamento dei ricavi per unità di volume o "Price Cap"
- un ricavo aggiuntivo in funzione degli investimenti sulla rete

Nel corso del 2004 sono state costituite nuove imprese di distribuzione come la Società Gasdotti Italia S.p.A (ex Edison T&S e SGM), la Retragas S.p.A. e la Comunità Montana Valtellina di Sondrio. Queste ultime due imprese di trasporto sono state costituite per la gestione di reti regionali realizzate o in fase di realizzazione, interconnesse con la rete di Snam Rete Gas in Lombardia, ed hanno presentato proposte tariffarie e Codici di rete ai sensi del decreto legislativo n. 164/00.

Pertanto, l'elenco aggiornato ad ottobre 2005 degli esercenti il servizio di trasporto del gas naturale e di rigassificazione di gas naturale liquefatto che hanno avute approvate le tariffe di trasporto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas è il seguente:

SGI S.p.A.
Retragas S.r.l.
Snam Rete Gas S.p.A.
Comunità Montana Valtellina di Sondrio
Netenergy Service s.r.l.

Inoltre, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha determinato le tariffe per il servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto relative all'anno termico 2005 - 2006 per la società Gnl Italia Spa, che gestisce il terminale di rigassificazione di Panigaglia.

Come precisato dall'Autorità, il sistema tariffario si articola su un *corrispettivo unitario di impegno* associato alle capacità di rigassificazione impegnate contrattualmente, e su un *corrispettivo unitario* associato agli approdi effettivi delle navi metaniere. Oltre a questi, altri due corrispettivi specifici sono associati all'energia dei gas rigassificati.

Le tariffe, nei prossimi anni, saranno aggiornate automaticamente secondo meccanismi che prevedono un aumento obbligato delle efficienze gestionali attraverso il meccanismo del price-cap, e dell'incentivazione degli investimenti nel settore, anche al fine di permettere lo sviluppo di nuova capacità di rigassificazione.

Per quanto concerne il servizio di stoccaggio per l'anno termico 2005-2006, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha fissato anche le tariffe per le società Edison Stoccaggio s.p.a. e Stogit s.p.a.

### CAPACITÀ DI TRASPORTO DI TIPO CONTINUO

Aggiornamento al 30.6.2005 delle capacità disponibili per conferimenti in corso d'anno. M(m<sup>3</sup>) standard per giorno;  
anno termico 2004-2005

ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CAPACITÀ CONTINUA	CAPACITÀ CONFERITA	CAPACITÀ DISPONIBILE	QUOTA PERCENTUALE CONFERITA/CONFERIBILE
<b>Passo Gries</b>	57,5	57,5	0,0	100,0
<b>Tarvisio</b>	88,2	83,3	4,9	94,4
<b>Panigaglia (GNL)</b>	13,0	11,4	1,6	87,7
<b>Mazara del Vallo</b>	80,5	79,7	0,8	99,0
<b>Gorizia</b>	1,0	1,0	0,0	100,0
<b>Gela</b>	21,5	16,8	4,6	78,1
<b>Totale</b>	261,7	249,7	12,0	95,4

I valori indicati sono quelli massimi per i punti di entrata di Tarvisio e Gela.

Fonte: elaborazione Autorità per l'energia elettrica e il gas su dati Snam Rete Gas. Luglio 2005



**SICILIA**

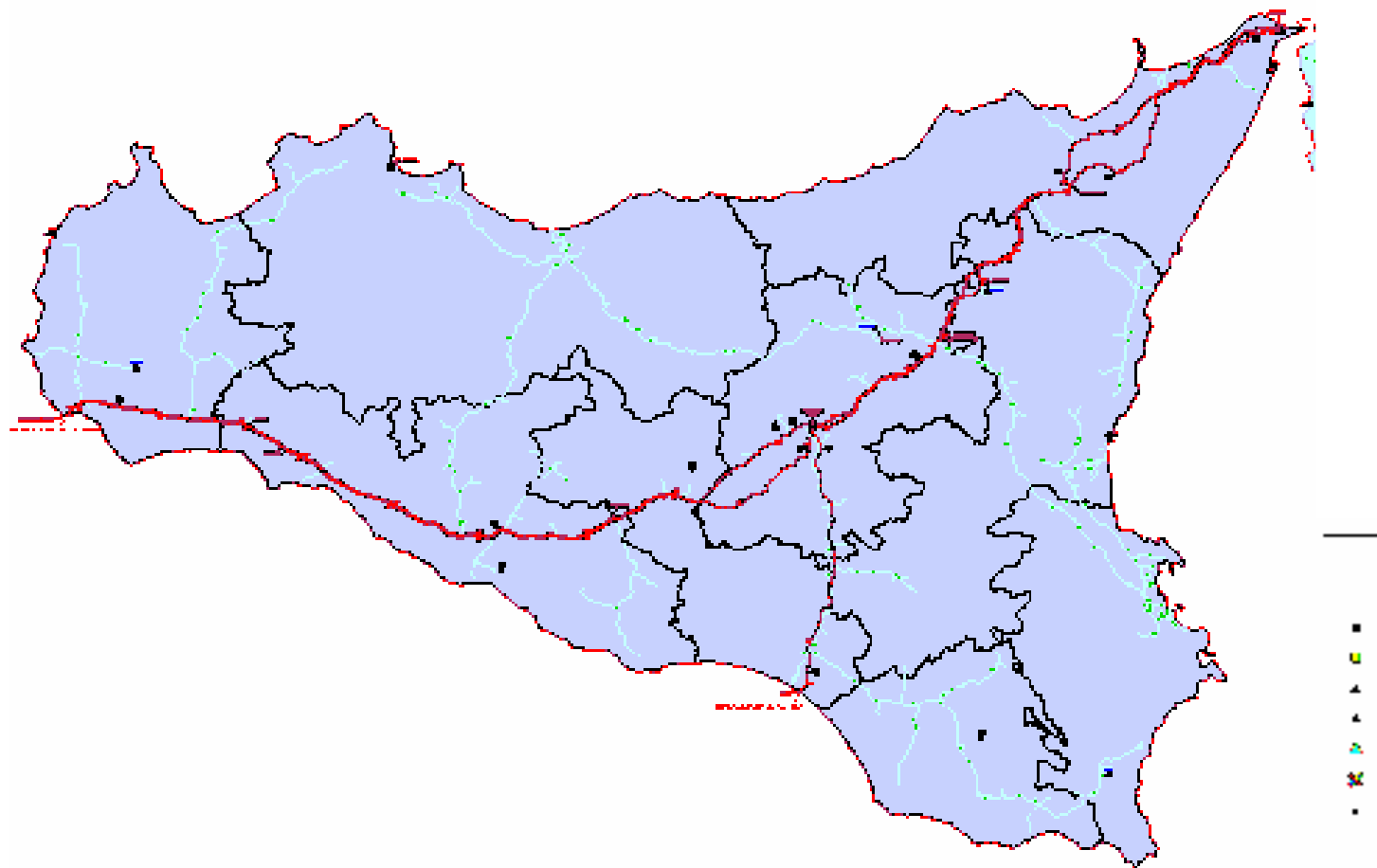
In Sicilia la rete di trasporto nazionale è costituita da 894 km di metanodotti, con diametro variabile da 500 a 1200.

**CARATTERISTICHE TECNICHE DELLA RETE SNAM RETEGAS IN SICILIA****Rete Nazionale Gasdotti**

DESCRIZIONE	LUNGHEZZA	DIAMETRO
ATTRAVERSAMENTO STRETTO DI MESSINA 1° LINEA	15,6	500
ATTRAVERSAMENTO STRETTO DI MESSINA 2° E 3° LINEA	31,1	500
ATTRAVERSAMENTO STRETTO DI MESSINA 4°, 5° LINEA TRATTO A TERRA	3,2	650
ATTRAVERSAMENTO STRETTO DI MESSINA 4°, 5°	58,8	650
ATTRAVERSAMENTO STRETTO DI MESSINA predisposizione 6° linea (terra + mare)	3,1	650
MAZARA DEL VALLO - GAGLIANO	224,0	1200
MAZARA DEL VALLO - SCIACCA	49,8	1200
SCIACCA – CANICATTI'	82,0	1200
CANICATTI' - ENNA	59,8	1200
ENNA - BRONTE	65,3	1200
BRONTE - MONTALBANO	28,3	1200
MONTALBANO-MESSINA	76,9	1200
GAGLIANO - MESSINA	129,4	1200
GELA - ENNA	66,7	1200
<b>TOTALE</b>	<b>894,00</b>	

Fonte: Snam Rete Gas

**RETE SNAM RETE GAS IN SICILIA**



*Fonte: Snam rete Gas*

**DISTRIBUZIONE E CONSUMI**

Il gas distribuito in Italia nel 2004 ammonta a 77.545 milioni di mc standard.

**GAS NATURALE DISTRIBUITO IN ITALIA**

Mc standard (2002-2004)

2002	2003	2004
<b>68.349</b>	<b>74.788</b>	<b>77.545</b>

I dati si riferiscono alle quantità distribuite dalla rete di SNAM rete Gas, che rappresentano circa il 98% del totale consumato in Italia

*Fonte elaborazione Autorità per l'energia elettrica e il gas su dati Ministero della attività produttive*

Gli operatori nella distribuzione in Italia nel 2004 erano 480 (contro i 750 della fine degli anni Novanta e i circa 560 circa del 2003). Dall'analisi dei dati si evidenzia come il settore si stia riorganizzando verso una struttura industriale costituita da imprese medio-grandi dove ancora sopravvive un quasi 13 % di società gestite direttamente dai Comuni.

TAV. 4.14 TIPOLOGIA DI NATURA SOCIALE DEGLI ESERCENTI IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE GAS

TIPOLOGIA	NUMERO	QUOTA PERCENTUALE
Diretta del Comune	61	12,7
Società per azioni	206	42,7
Società a responsabilità limitata	185	38,4
Società in nome collettivo	2	0,4
Società in accomandita semplice	2	0,4
Società consortile per azioni	2	0,4
Società consortile a responsabilità limitata	5	1,0
Società cooperativa a responsabilità limitata	4	0,8
Azienda speciale	6	1,2
Azienda speciale consortile	5	1,0
Consorzi	4	0,8
<b>Totali</b>	<b>482</b>	<b>100,0</b>

Fonte: AEEG, *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta 2005*

Di contro, secondo i dati dell'AEEG, è aumentato il numero delle società autorizzate alla vendita, che nel 2004 erano 389, la maggior parte delle quali nate dalla separazione societaria di società che effettuavano anche la distribuzione, e delle quali 41 vendono il gas sia ad altri operatori che ad utenti finali, mentre le restanti si rivolgono esclusivamente ad utenti finali.

## SICILIA

Al 2004 in Sicilia operavano 24 aziende di distribuzione e risultavano serviti dal gas 262 comuni.

Gestore	N. Comuni serviti	Popolazione
SICILIANA GAS SPA	69	1039699
AMG ENERGIA SPA	1	686722
S.MEDI. GAS SPA	39	341326
ASEC AZIENDA SERVIZI ENERGETICI CATANIA	1	313110
ITALGAS SPA	1	252026
SICILMETANO SPA	15	247974
SLIM SICILIA SPA	9	244956
GAS SPA	30	207870
SIMEO SRL	22	197535
CONSCOOP-CONSORZIO FRA COOPERATIVE DI PRODUZIONE E LAVORO	8	193998
METANSICULA SPA	12	116340
NORMANNA GAS SPA	7	84889
AGRAGAS SPA	10	78025
CO.M.E.S.T. SPA	10	77117
SOGP	1	50190
ENEL RETE GAS	13	47042
SOCIETA' CONSORTILE DI METANIZZAZIONE A R.L.	2	35210
NEBRODI GAS	4	26724
COMUNE DI GIARRE	1	26357
CPL CONCORDIA SOCIETA' COOPERATIVA A RL	2	23748
G.I.S. SRL	1	10051
COMUNE DI FILMEFREDDO DI SICILIA	1	9602
METANGAS SICILIA	2	7908
VERGAS SRL	1	5234
<b>Totale complessivo</b>	<b>262</b>	<b>4323653</b>

Fonte: Indagine REF., AEEG, Watargas

Il gas naturale distribuito in Sicilia nel 2004 ammonta a 3.717,9 di M(m<sup>3</sup>) standard.

### GAS NATURALE DISTRIBUITO IN SICILIA

(2002-2004)

2002	2003	2004
<b>3.127</b>	<b>3.451</b>	<b>3.718</b>

I dati si riferiscono alle quantità distribuite dalla rete di SNAM rete Gas, che rappresentano circa il 98% del totale consumato in Italia

Fonte elaborazione Autorità per l'energia elettrica e il gas su dati Ministero della attività produttive

**GAS NATURALE TOTALE DISTRIBUITO PER PROVINCIA IN SICILIA(\*\*) - Anno 2004**  
(Milioni di Standard metri cubi a 38,1 MJ)

<i>Provincia</i>	<i>INDUSTRIALE</i>	<i>TERMOELETTTRICO</i>	<i>RETI DI DISTRIBUZIONE(*)</i>	<i>TOTALE GENERALE</i>
<b>AGRIGENTO</b>	6,5	0,0	60,2	66,6
<b>CALTANISSETTA</b>	226,6	0,0	51,6	278,2
<b>CATANIA</b>	54,2	0,0	134,1	188,2
<b>ENNA</b>	3,7	0,0	52,9	56,6
<b>MESSINA</b>	63,4	308,1	83,7	455,3
<b>PALERMO</b>	9,0	784,6	103,0	896,6
<b>RAGUSA</b>	5,5	0,0	32,3	37,8
<b>SIRACUSA</b>	595,9	940,1	25,4	1.561,4
<b>TRAPANI</b>	65,0	59,6	52,6	177,2
<b>TOTALE SICILIA</b>	<b>1.029,8</b>	<b>2.092,4</b>	<b>595,7</b>	<b>3.717,9</b>

(\*) Quantitativi distribuiti su reti secondarie ai settori residenziale, terziario, industriale e termoelettrico.

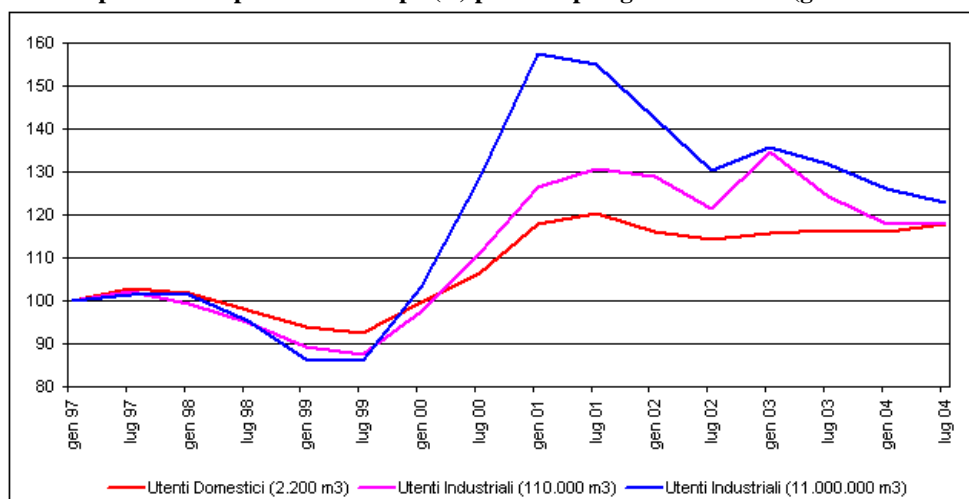
(\*\*) I dati riportati si riferiscono alle quantità distribuite dalla rete di SNAM Rete Gas, che rappresentano circa il 98% del totale consumato in Italia.

Fonte: Elaborazione Ministero Attività Produttive - Direzione Generale dell'Energia e delle Risorse Minerarie - Osservatorio Statistico Energetico su dati SNAM Rete Gas.

## PREZZI

### ANDAMENTO DEI PREZZI DEL GAS IN EUROPA

Indice dei prezzi medi ponderati europei(A) per tre tipologie di consumo (gennaio 1997=100)



(A) Prezzi medi al netto delle imposte ponderati sui consumi nazionali domestici/industriali dell'anno 2000.

Fonte: elaborazione Autorità per l'energia elettrica e il gas su dati Eurostat Relazione annuale 2005

I prezzi italiani del gas sono stati nel 2004 tra i più bassi d'Europa per quanto riguarda le utenze domestiche che impiegano il gas prevalentemente per uso di cottura, mentre sono tra i più alti per le utenze che adoperano il gas naturale anche per il riscaldamento.

Viceversa, per quanto riguarda le tariffe per le utenze industriali, delle quali non sono disponibili i dati relativi al 2004, rispetto ai dati fino al luglio 2003, per i livelli di consumo più bassi i prezzi italiani erano tra i più elevati in Europa, mentre erano in linea con la media europea quelli relativi alle classi di consumo più elevate.

Tab. 14. INCIDENZA FISCALE NEI PREZZI DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO  
 Valori percentuali al 1° luglio 2004

CONSUMATORE	2004 (EURO/CF)	2003 (EURO/CF)	2004 (EURO/CF)	2003 (EURO/CF)	2004 (EURO/CF)	2003 (EURO/CF)	2004 (EURO/CF)	2003 (EURO/CF)
Netto	UTENZE DOMESTICHE				UTENZE INDUSTRIALI			
Alimento	43,0	55,0	41,6	46,6	34,2	54,8	27,8	-
Acqua	13,0	13,7	10,1	10,6	31,2	13,8	12,4	12,4
Cottura	44,4	66,3	44,8	53,8	34,4	55,7	33,4	48,4
Riscaldamento	-	-	-	-	-	35,8	13,7	54,7
Trasporto	12,4	14,2	10,3	14,8	16,6	13,1	16,1	55,1
Trasmissione	45,1	55,7	35,9	34,2	31,2	36,8	20,8	62,3
Utenze	11,9	11,8	11,8	11,3	11,9	14,2	-	-
Netto	124,4	133,8	99,7	99,7	-	-	-	-
Consumo gas	87	87	87	87	87	87	87	87
Prod. gas	-45,2	3,7	-41,3	-40,8	34,3	55,1	73,4	52,5
Prod. elettr.	4,7	4,3	4,8	4,9	3,4	3,7	3,8	11,3
Seg. elettr.	4,7	4,3	4,3	4,3	13,7	13,8	13,3	13,3
Energia	12,7	13,3	11,9	12,3	12,8	14,3	14,8	14,8
Ricaric.	43,4	45,2	41,0	39,9	11,1	11,2	13,5	14,0
Media europea	71,2	104,7	58,0	52,0	39,7	54,3	34,1	56,0

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Enelgas

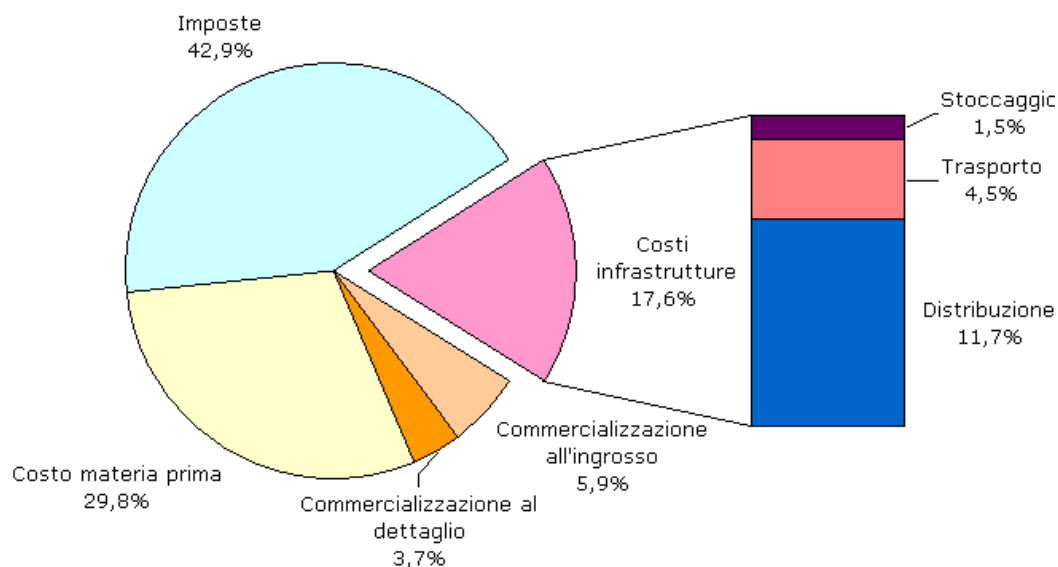
Sul territorio nazionale si verifica una elevata variabilità delle tariffe per metro cubo di gas naturale con la presenza di circa 2.150 ambiti tariffari, ciascuno con tariffe fino a 7 scaglioni.

Rispetto alla composizione delle tariffe, risulta predominante la quota relativa alle imposte, che variano rispetto all'uso, seguita dal costo della materia prima e da quello per le infrastrutture.

In Sicilia non sono state introdotte addizionali regionali.

### COMPOSIZIONE PERCENTUALE DELLA TARIFFA MEDIA NAZIONALE DI RIFERIMENTO DEL GAS NATURALE

Tariffa di riferimento per consumi inferiori a 200.000 m<sup>3</sup> annui all'1 ottobre 2005



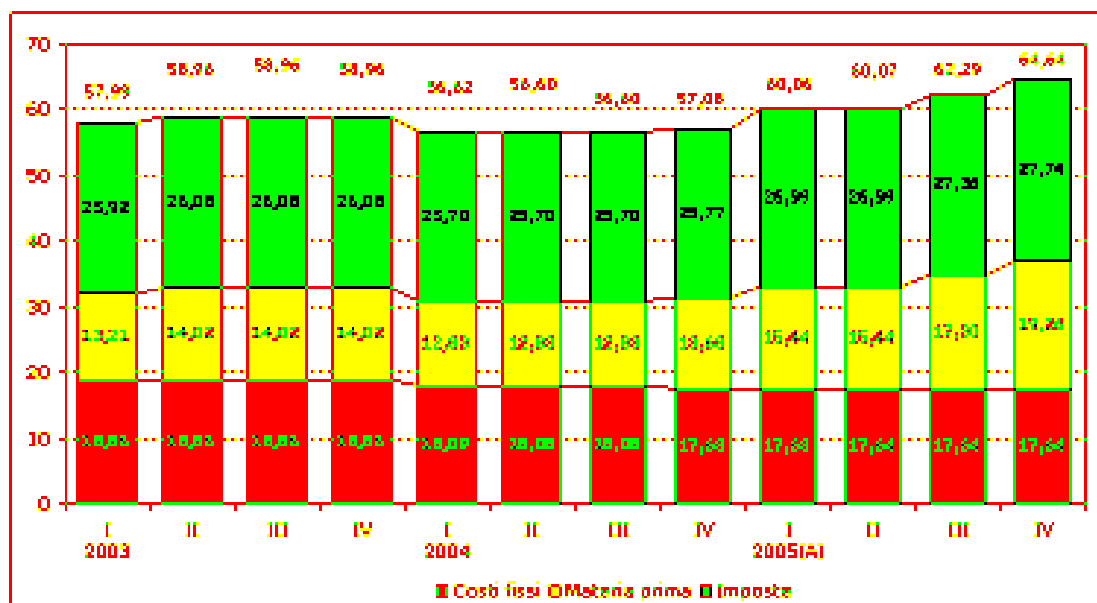
Le imposte includono l'Imposta di consumo, l'Addizionale regionale e l'Imposta sul Valore Aggiunto.

Fonte: AEG

Dalla comparazione delle tariffe degli anni 2003-2005, si può notare che, a fronte di una modesta riduzione dei costi fissi, c'è un aumento dei costi della materia prima e dell'incidenza delle imposte.



**COMPOSIZIONE DELLA TARIFFA MEDIA NAZIONALE DI RIFERIMENTO DEL GAS NATURALE**  
anni 2003-2005



I costi fissi includono la commercializzazione all'ingrosso e al dettaglio e i costi delle infrastrutture.

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

Fonte: AAEG

## FONTI DELLE INFORMAZIONI

Terna S.p.A. – Rete elettrica nazionale  
Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN)  
Ministero Attività Produttive  
ENEL distribuzione  
ENEL Greenpower  
Autorità Energia Elettrica e Gas  
Autorità garante della concorrenza e del mercato  
SNAM Retegas  
ref. Osservatorio energia  
ISTAT  
ENEA