

INDICE

		<u>Pagina</u>
1	QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO	4
	1.1 SETTORE ENERGETICO ITALIANO	5
	1.1.1 Mercato degli Idrocarburi - Situazione Mondiale	6
	1.1.2 Mercato degli Idrocarburi - Situazione Europea	8
	1.1.3 Mercato degli Idrocarburi - Situazione Italiana	15
	1.2 NORMATIVA INTERNAZIONALE DI SETTORE	33
	1.2.1 Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare	33
	1.2.2 Convenzione di ESPOO	36
	1.2.3 Convenzione di Barcellona	38
	1.2.4 Convenzione di Londra	39
	1.2.5 Protocollo di Kyoto	41
	1.2.6 Norme Europee per il Mercato Interno dell'Energia Elettrica e del Gas	42
	1.3 NORMATIVA NAZIONALE DI SETTORE	43
	1.3.1 Piano Energetico Nazionale	43
	1.3.2 Conferenza Nazionale per Energia e l'Ambiente	46
	1.3.3 Carbon Tax	47
	1.3.4 Liberalizzazione Mercato del Gas (D.Lgs. 23 Maggio 2000, No. 164)	47
	1.3.5 Delega al Governo in materia di infrastrutture ed insediamenti produttivi strategici	49
	1.3.6 Legge 23 Agosto 2004, No. 239 (Legge Marzano)	50
	1.3.7 Legge Comunitaria 2004 (Legge 18 Aprile 2005, No. 62)	53
	1.4 VERIFICA DELLA COERENZA CON GLI STRUMENTI NORMATIVI VIGENTI	54
	1.5 LA POLITICA AMBIENTALE DI ENI S.P.A. - DIVISIONE E&P	55
	1.5.1 Sistema di Gestione Integrato HSE (Salute, Sicurezza, Ambiente e Incolumità Pubblica)	55
	1.5.2 Certificazione ISO 14001	58
	RIFERIMENTI	59

FIGURE

	<u>Pag.</u>
Figura 1.1 - Consumo Mondiale di Gas Naturale e distinzione di Consumo per "Regioni"	7
Figura 1.2 - Risorse Mondiali di Gas Naturale per Regione	7
Figura 1.3 - Analisi delle Fonti di Approvvigionamento di EU25	11
Figura 1.4 - Tasso di Crescita della Domanda di Gas per Settori (2004 – 2005)	12
Figura 1.5 - Consumo di Energia Primaria e Distribuzione Percentuale	13
Figura 1.6 – Percentuali di Vendita di Gas Naturale per Settori di Vendita	15
Figura 1.7 - Suddivisione in Zone Marine dell'Attività Mineraria Offshore	19
Figura 1.8 – Numero di Pozzi Perforati dal 1985 al 2005.....	20
Figura 1.9 – Metri Perforati dal 1985 al 2005	21
Figura 1.10 – Produzione di Gas 1985 - 2005	22
Figura 1.11 – Produzione di Gas Naturale per Regione/ Zona Marina	23
Figura 1.12 - Riserve di Gas Recuperabili per Regione/Zona Marina (al 31/12/2005)	24
Figura 1.13 - Approvvigionamenti di Gas Naturale	29
Figura 1.14 - Capacità di Importazione (Volumi in Mm ³ /g).....	30

TABELLE

	<u>Pag.</u>
Tabella 1.1 – Consumo di Gas Naturale nei Paesi Europei	10
Tabella 1.2 – Consumi in MTOE nei Paesi membri di EUROGAS e EU25 (2005)	12
Tabella 1.3 - Previsioni sull'Andamento della Domanda di Gas negli Stati Membri UE	14
Tabella 1.4 - Massima Quota di Importazione Prevedibile	14
Tabella 1.5 – Bilancio dell'Energia nel 2005 e 2004 (Mtep)	15
Tabella 1.6 - Principali Caratteristiche della Zona Marina A	18
Tabella 1.7 – Dati delle Attività di Perforazione 2004-2005	20
Tabella 1.8 – Serie Storica della Produzione di Gas	22
Tabella 1.9 – Produzione di Gas per Regione/Zona Marina, confronto Anni 2004-2005	23
Tabella 1.10 - Riserve di Gas (Milioni di Sm ³)	23
Tabella 1.11 – Estratto del Bilancio di Gas nel 2005	25
Tabella 1.12 – Bilancio del Gas Naturale dal 1997 al 2005 (Gm ³)	25
Tabella 1.13 - Domanda di Gas Naturale (Miliardi di m ³)	27
Tabella 1.14 - Quantitativi Disponibili in Rete (Miliardi di m ³)	28
Tabella 1.15 - Disponibilità di Stoccaggio in Italia - Anno Termico 2004 – 2005	31

	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 4
---	--	--	-----------------

1 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO

Il presente capitolo costituisce il Quadro di Riferimento Programmatico dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) del progetto Annamaria relativo alla messa in produzione di un giacimento offshore a gas, ubicato nell'Adriatico centro-settentrionale, sulla linea mediana tra Italia e Croazia.

In particolare, il progetto prevede la realizzazione di due piattaforme, una nella parte croata (Annamaria A) ed una nella parte italiana (Annamaria B), delle condotte di collegamento tra le piattaforme stesse e di quelle tra Annamaria A e Annamaria B e le esistenti piattaforme IKA A e Brenda, rispettivamente.

Il Quadro di Riferimento Programmatico, sviluppato ai sensi dell'Allegato IV/B del DPR 526 del 18 Aprile 1994, ha lo scopo di fornire indicazioni sulle motivazioni dell'opera e sulle possibili interazioni tra l'intervento proposto e gli obiettivi degli strumenti normativi e di pianificazione vigenti evidenziando, inoltre, eventuali rapporti di coerenza tra il progetto stesso e l'attuale situazione energetica italiana.

In particolare, il presente capitolo è così strutturato:

- Paragrafo 1.1: Settore Energetico Italiano;
- Paragrafo 1.2: Normativa Internazionale di Settore;
- Paragrafo 1.3: Normativa Nazionale di Settore;
- Paragrafo 1.4: Verifica della Coerenza con gli Strumenti Normativi Vigenti;
- Paragrafo 1.5: Politica Ambientale di Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production;
- Paragrafo 1.6: Riferimenti.

	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 5
---	--	--	-----------------

1.1 SETTORE ENERGETICO ITALIANO

In Italia, la valorizzazione delle risorse interne di idrocarburi è stata e continua a rappresentare un obiettivo centrale nell'ambito della politica energetica, in seguito alla "storica" dipendenza del nostro Paese dalle importazioni di petrolio e di gas naturale.

In particolare, da un punto di vista programmatico, l'importanza strategica del contributo delle fonti energetiche nazionali alla copertura dei consumi è stata ribadita nel Documento conclusivo della Conferenza Nazionale Energia e Ambiente (Roma, Novembre 1998) che ha implicitamente riproposto una delle principali linee programmatiche indicate dal P.E.N. (Piano Energetico Nazionale) del 1988.

Per quanto riguarda il petrolio, negli ultimi anni si è tuttavia registrata una progressiva riduzione dei consumi di tale fonte energetica e, quindi, delle importazioni, a fronte di una produzione nazionale che si è mantenuta pressoché costante o in lieve crescita.

Con riferimento al gas naturale, la domanda è invece cresciuta con un trend significativo comportando un costante incremento della dipendenza dalle importazioni, dovuto al progressivo declino della produzione nazionale.

In effetti, il gas naturale ha gradualmente acquisito un ruolo di sempre maggiore rilevanza nel bilancio energetico nazionale: i consumi di gas sono passati dai 47,3 miliardi di metri cubi del 1990 (quota pari al 24% della domanda complessiva di fonti primarie) agli 86,3 miliardi di metri cubi del 2005 (quota di circa il 36%).

Un trend di crescita che sembra confermarsi anche per il lungo termine. Secondo le più recenti previsioni elaborate dal Ministero delle Attività Produttive, i consumi complessivi di gas naturale dovrebbero infatti raggiungere livelli dell'ordine dei 93 miliardi di metri cubi nel 2010 e dei 118 miliardi di metri cubi nel 2020.

Anche dal confronto con le altre fonti primarie, si prospetta un continuo declino del petrolio a vantaggio del gas, che a partire dal 2015 è destinato a diventare la principale fonte energetica: la quota attuale di circa il 36% è infatti destinata ad aumentare fino a coprire oltre il 40% del consumo complessivo di fonti primarie entro il 2020 mentre il petrolio è destinato a passare dall'attuale 43% al 37%, atteso per lo stesso periodo.

In parallelo con l'aumento dei consumi e del continuo declino della produzione interna di gas naturale, la dipendenza dagli approvvigionamenti esteri è inevitabilmente destinata ad aggravarsi, passando dall'86% del 2005 (era pari al 64% nel 1990) ad oltre il 90% del 2020 (sempre secondo fonti ministeriali).

Inoltre, all'inizio del 2006, con la parziale sospensione delle esportazioni di gas dalla Russia (Paragrafo 1.1.3.4), il problema della sempre più elevata dipendenza dagli approvvigionamenti esteri si è aggravato arrivando a costituire una vera e propria emergenza operativa.

Con riferimento ai settori di utilizzo, la forte richiesta per la generazione di energia elettrica degli ultimi anni (+13% nel 2005) ha contribuito in modo significativo all'incremento dei consumi di gas. Due i motivi principali: l'elevata efficienza delle centrali a gas a ciclo combinato ed il contenuto impatto ambientale. Nella produzione complessiva di energia

	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 6
---	--	--	-----------------

elettrica, l'utilizzo del gas naturale dovrebbe passare dal 49% del 2005 ad oltre il 60% previsto per il 2020.

In tale quadro, nel quale viene inevitabilmente accentuandosi la valenza strategica di nuovi contributi alla produzione nazionale di gas, trova coerente collocazione il progetto relativo allo sviluppo del campo di Annamaria, situato nel Mar Adriatico centro-settentrionale, lungo la linea mediana tra Italia e Croazia.

Il progetto ricopre infatti una rilevante importanza strategica per l'Italia in quanto è finalizzato alla valorizzazione di riserve ad alto potenziale, in grado di garantire livelli di produzione significativi. L'iniziativa è inoltre in grado di integrarsi con il sistema delle facilities esistenti nell'area in quanto le due piattaforme previste, Annamaria A ed Annamaria B, verranno rispettivamente connesse alle piattaforme esistenti IKA A e Brenda, a loro volta già collegate mediante condotte agli impianti di trattamento sulla costa italiana.

Come ulteriore elemento di interesse, si rileva che in aggiunta al gas di produzione equity Eni, anche quello di spettanza del partner croato è destinato all'Italia (almeno fino a quando non sarà realizzata una pipe verso la Croazia), contribuendo quindi ad aumentare il range di diversificazione negli approvvigionamenti di gas verso l'Italia.

1.1.1 Mercato degli Idrocarburi - Situazione Mondiale

Secondo le informazioni fornite dall'"*International Energy Outlook 2006*" (EIA, 2006), nell'intervallo di tempo dal 2003 al 2030 (Figura 1.1 - il naturale è destinato a diventare una delle fonti energetiche primarie con un aumento di domanda sul mercato stimato pari al 2,4 % annuo, superiore alle proiezioni della richiesta di olio (1,4%) e molto simile a quelle di carbone (2,5 %),.

In particolare, il quantitativo di gas consumato passerà da 95 trilioni di piedi cubi (2003) a 182 trilioni di piedi cubi (2030) ed i settori in cui l'energia ricavata verrà maggiormente utilizzata saranno quello elettrico e quello industriale. Secondo le proiezioni, l'utilizzo di gas naturale aumenterà del 2,8% annuo nel settore industriale e del 2,9% annuo nel settore elettrico nel periodo 2003 - 2030.

Nonostante il lieve incremento nell'utilizzo di carbone rispetto al gas naturale recentemente rilevato nel mercato energetico, il gas rimane la fonte energetica più interessante dal punto di vista ambientale e caratterizzata da un potere di combustione maggiore rispetto al carbone.

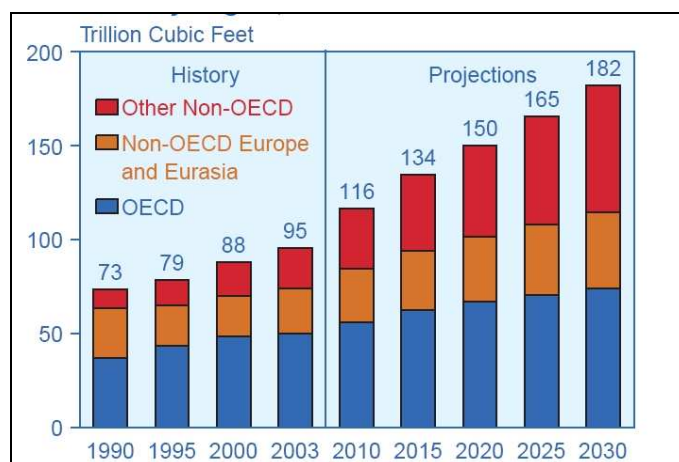


Figura 1.1 - Consumo Mondiale di Gas Naturale e distinzione di Consumo per “Regioni” (EIA, 2006)

In linea generale, i paesi dell’OECD (*Organisation for Economic Co-operation and Development*) sono considerati consumatori stabili di gas naturale in quanto dotati di infrastrutture ed attività consolidate, mentre i paesi al di fuori dell’OECD (ad esclusione dell’Europa e dell’Eurasia), ancora in fase di sviluppo ed assestamento dal punto di vista economico, presentano una domanda di gas naturale nettamente inferiore.

Come si evince dalla Figura 1.2, il maggior consumo di gas è riconducibile ai paesi al di fuori dell’OECD per i quali si prevede una crescita circa doppia (3,3%) rispetto a quella inclusi nell’OECD (1,5%). La ragione è legata alla minore stabilità del mercato del gas di tali paesi, caratterizzati da una crescita economica inferiore. In base alle proiezioni effettuate, la domanda di gas nei paesi al di fuori dell’OECD risulta pari al 73% dell’incremento totale del consumo di gas. In particolare, ad esclusione dell’Europa e dell’Eurasia, è previsto un aumento del consumo di gas dal 25% del al 38% nel 2030.

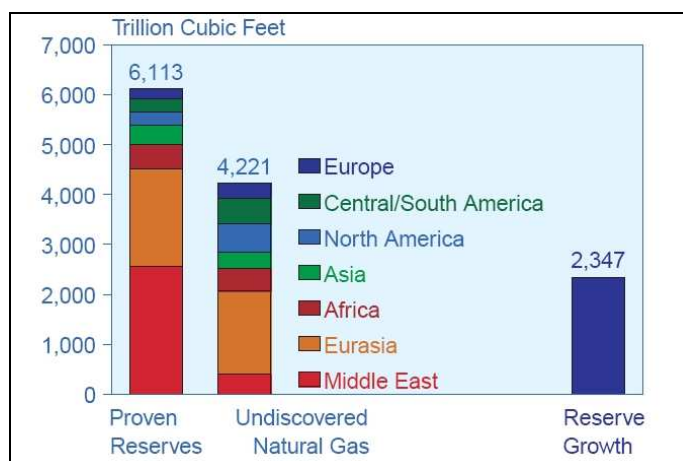


Figura 1.2 - Risorse Mondiali di Gas Naturale per Regione (EIA, 2006)

Per quanto concerne le riserve di gas naturale, come riportato dall’*“Oil & Gas Journal”*, a Gennaio 2006 le riserve mondiali di gas naturale erano stimate in circa 6.000 trilioni di piedi cubi, circa l’1% in più di quelle stimate per il 2005. I maggiori incrementi nelle stime

	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 8
---	--	--	-----------------

delle riserve di gas naturale tra il 2005 ed il 2006 sono stati registrati in Iran (circa il 3% di aumento pari a 31 trilioni di piedi cubi), in Medio Oriente (Arabia Saudita) (circa il 3% pari a 7 trilioni di piedi cubi), in Norvegia (circa il 14% pari a 11 trilioni di piedi cubi), in Nigeria (circa il 5% pari a 9 trilioni di piedi cubi) ed in Indonesia (circa l'8% pari a 7 trilioni di piedi cubi). Al contrario, riduzioni nelle riserve di gas naturale sono state registrate in Bangladesh e, in percentuale inferiore, in Germania e Regno Unito. Le maggiori riserve (circa i $\frac{3}{4}$ delle riserve modiali di gas naturale) sono state valutate nel Medio Oriente ed in Eurasia, in particolare in Russia (ad oggi ancora il maggiore paese esportatore del mondo), in Iran ed in Qatar dove si stima sia concentrato circa il 58% di tutte le riserve di gas naturale nel mondo.

Nonostante i significativi incrementi nei consumi di gas naturale registrati nel corso dell'ultimo decennio, la maggior parte dei tassi di produzione regionale è rimasta piuttosto elevata.

Secondo le informazioni fornite da "U.S. Geological Survey" (USGS) che periodicamente definisce i potenziali di produzione relativi alle diverse risorse energetiche (olio, gas naturale e gas liquido) ed in particolare nel "World Petroleum Assessment 2000" (USGS, 2000), il numero di giacimenti ancora da individuare risulta notevole con un volume di gas naturale ancora da scoprire pari a 4,221 trilioni di piedi cubi, leggermente maggiore dei consumi attesi dal 2003 al 2030 (EIA, 2006).

Nel 2003 i paesi dell'OECD hanno prodotto circa il 41% del totale di gas naturale mondiale, registrando tuttavia anche il 52% dei consumi. Le proiezioni per il 2030 stimano una potenziale produzione limitata al 25%, ma un consumo ancora sostenuto, stimato intorno al 40% (EIA, 2006). Come conseguenza, la disparità tra incremento dei consumi e diminuzione della produzione di gas nei paesi con un mercato economico avanzato renderà sempre più necessaria un'importazione consistente dai paesi caratterizzati da un mercato di transizione o in via di sviluppo, con un considerevole aumento di gas venduto ed acquistato sotto forma di LNG (Liquefied Natural Gas).

1.1.2 Mercato degli Idrocarburi - Situazione Europea

Nel seguito è riportata una breve descrizione della situazione europea del mercato del gas naturale con riferimento sia alla situazione attuale che alle prospettive di sviluppo future.

1.1.2.1 Situazione Attuale

L'analisi della situazione attuale è stata condotta facendo riferimento al rapporto annuale di Eurogas, emesso il 1 Dicembre 2006 "Eurogas Annual Report" 2005-2006" (Eurogas, 2006a) ed al comunicato stampa di Eurogas emesso nei primi mesi del 2006 ed intitolato "Natural Gas Consumption in EU25 in 2005" (Eurogas, 2006b).

Secondo i dati riportati nella tabella seguente, il consumo di gas naturale nel 2005 è risultato pari a 19.208,2 PJ (peta joule) (492,5 bcm "billion cubic meters" e 413 MTOE "milioni di tonnellate equivalenti"), con una crescita rispetto al 2004 pari a circa l'1,9%.

Le principali motivazioni di tale incremento, peraltro registrato anche in periodi di scarsa crescita economica o caratterizzati da condizioni climatiche generalmente favorevoli, sono riconducibili ad un continuo aumento nel numero di clienti in tutti i settori e alla crescita

	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 9
---	--	--	-----------------

nella richiesta di gas nell'intero settore dell'industria. Con riferimento agli ultimi cinque anni, il continuo trend di crescita dei consumi di gas ha registrato un aumento pari al 10% circa, soprattutto a seguito dei benefici ambientali ed economici legati all'utilizzo del gas naturale, diventato la fonte di riferimento per il mercato dell'energia.

Per quanto riguarda l'andamento della situazione dei singoli paesi dell'Europa Occidentale (Eurogas, 2006a), dalla Tabella 1.1 si evince un generale incremento dei consumi dal 2004 al 2005. In alcuni paesi con importanti riserve di gas naturale e/o caratterizzati da un mercato del gas maturo, la quota di gas naturale nel "Consumo Energetico Primario" (*"Primary Energy Consumption"*) ha assunto un ruolo sempre più importante. In particolare:

- Grecia, Portogallo, Spagna ed Italia evidenziano tassi elevati di crescita dei consumi, nel settore residenziale e commerciale, con valori compresi tra il 6,9 ed il 89%;
- Irlanda, Olanda, Germania, Finlandia e Regno Unito hanno fatto registrare una significativa diminuzione del consumo di gas, dovuta generalmente a condizioni meteorologiche favorevoli;
- molti paesi hanno fatto registrare aumenti nulli o poco significativi e in alcuni casi lievi decrementi (Germania, Belgio, Slovacchia, Regno Unito e Repubblica Ceca);
- esternamente all'Unione Europea la Turchia è il Paese che ha registrato la più importante variazione: 29,7% di aumento tra il 2004 e il 2005, ugualmente distribuito tra i vari settori di consumo.

Il confronto dei consumi di gas naturale è stato riportato nel comunicato stampa di Eurogas pubblicato nei primi mesi del 2006. Nonostante i dati relativi al 2005 risultino solo provvisori, la tabella seguente (Tabella 1.1) fornisce un'idea della variazione percentuale dei consumi tra il 2004 ed il 2005 (Eurogas, 2006b).

**Tabella 1.1 – Consumo di Gas Naturale nei Paesi Europei
(Eurogas, 2006b)**

Nazione ⁽¹⁾	Anno 2004 [BCM] ⁽¹⁾	Anno 2005 [BCM]	Variazione [%]
Austria	8.8	9.3	5.8
Belgio	17.3	17.5	1.3
Repubblica Ceca	9.3	9.2	-1.7
Germania	88.7	88.7	0.0
Danimarca	4.8	4.5	-4.6
Spagna	29.5	34.7	17.7
Estonia	0.8	0.8	2.5
Francia	47.8	49.4	3.3
Finlandia	4.7	4.3	-8.9
Grecia	2.6	2.8	6.0
Ungheria	14.5	14.2	-2.4
Italia	78.7	84.2	6.9
Irlanda	4.3	4.0	-5.5
Lussemburgo	1.4	1.4	-4.8
Lituania	2.8	2.9	6.5
Lettonia	1.6	1.7	2.1
Olanda	43.8	40.9	-6.8
Portogallo	3.9	4.4	12.6
Polonia	13.6	14.0	3.4
Svezia	1.0	1.0	-4.2
Slovenia	1.1	1.1	3.0
Slovacchia	6.3	6.3	1.0
Regno Unito	96.0	95.1	-1.0
Totale Paesi EU25	483.5	492.5	1.9
Svizzera	3.2	3.3	2.7
Turchia	22.6	27.4	21.0

Nota:

(1) BCM (Billion cubic meter).

La fornitura totale (produzione interna ed importazione) di gas naturale in Europa (Paesi UE) nel 2005 è stata pari a circa 19.200 PJ (493 BCM) rispetto ai 18.859 PJ (483 BCM) nel 2004. La produzione interna rimane la maggiore fonte di approvvigionamento coprendo circa il 41% del totale; il restante quantitativo viene importato prevalentemente dalla Russia (24%), seguita da Norvegia (15%), Algeria (11%) e altri Paesi (11%) (Figura 1.3).

I tre quarti della produzione interna sono concentrati nel Regno Unito (43%) ed in Olanda (33%) anche se, tra il 2004 ed il 2005, altri paesi come la Repubblica Ceca (54,8%), la Danimarca (23%) e la Turchia (26,8%) hanno incrementato la loro produzione. La Figura 1.3 presenta una schematizzazione delle principali fonti di approvvigionamento dei Paesi dell'Unione Europea.

In particolare, occorre tenere presente che nel corso del 2005 le importazioni hanno comunque subito un aumento di circa 11.700 PJ (300 BCM), pari al 14%.

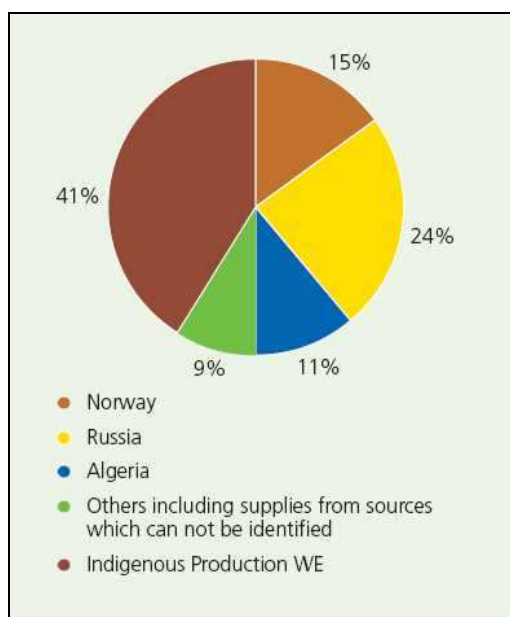


Figura 1.3 - Analisi delle Fonti di Approvvigionamento di EU25 (Eurogas, 2006a)

1.1.2.2 Prospettive della Domanda di Gas

Secondo le stime di Eurogas la domanda di gas naturale dovrebbe crescere sostenuta dall'estensione della rete di distribuzione nei Paesi a minore sviluppo e dalla diffusione crescente delle centrali a ciclo combinato, sia nei mercati consolidati, sia in quelli in rapida espansione (Eurogas, 2006a).

La percentuale di utilizzo delle fonti energetiche continuerà a cambiare sostanzialmente nel corso dei prossimi 20 anni in cui si prevede un incremento pressoché costante nell'uso del gas naturale, con una conseguente diminuzione dei combustibili tradizionali quali petrolio e carbone. In particolare, il tasso di crescita del gas naturale sarà superiore a quello degli altri combustibili con un incremento stimato dal 23,2% del 2003 al 28,5% previsto per il 2025. Tale incremento interesserà sia i paesi dove il gas naturale ha già un ruolo fondamentale, come Italia, Germania e Regno Unito, sia quelli dove attualmente il gas non è ancora usato in modo estensivo come Portogallo e Grecia (Eurogas, 2005).

Nella Figura seguente si riporta il tasso di crescita della domanda di gas nel 2005 rispetto al 2004, suddiviso per settori (EU25) (Eurogas, 2006a).

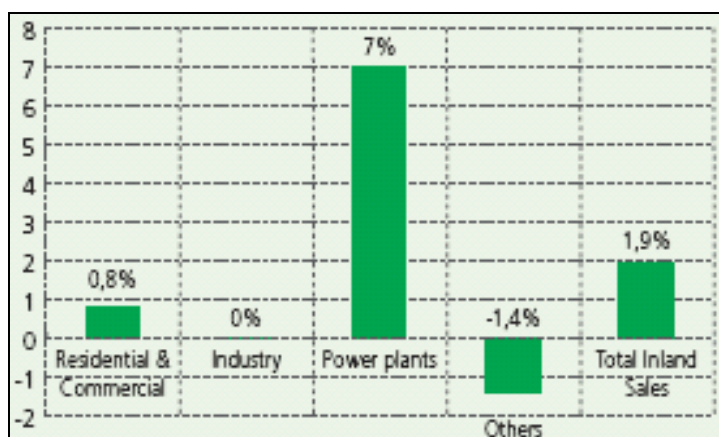


Figura 1.4 - Tasso di Crescita della Domanda di Gas per Settori (2004 – 2005)
(Eurogas, 2006a)

Tabella 1.2 – Consumi in MTOE nei Paesi membri di EUROGAS e EU25 (2005)
(Eurogas, 2006a)

Nazione	Petrolio	Comb. Solidi	Gas	Nucleare	Idroelettrica	En. Elettrica Importata	Fonti Rinnovabili	Altre Fonti	Totale
A	14,6	3,9	8,1	0,0	3,3	0,0	4,2	0,0	34,2
B	22,2	5,7	14,7	12,4	0,6	0,0	0,7	0,0	56,3
CH	13,0	0,1	2,8	5,7	2,8	0,6	1,0	1,1	27,1
CZ	9,0	25,8	8,6	7,6	0,3	1,1	0,0	0,0	52,3
D	122,0	82,1	77,0	42,5	4,1	-0,7	12,5	0,0	339,5
DK	8,2	3,7	4,5	0,0	0,0	0,1	3,1	0,0	19,6
E	72,5	21,3	29,1	15,0	1,6	-0,1	6,8	0,0	146,2
EE	0,7	3,3	0,7	0,0	0,0	0,0	0,3	0,2	5,3
EL	17,5	9,1	2,3	0,0	0,4	0,2	1,2	0,0	30,7
F	92,0	13,6	40,8	117,7	5,0	-5,2	12,5	0,0	276,4
FIN	8,7	4,7	3,6	5,8	1,2	1,5	6,5	0,6	32,5
HU	6,6	3,1	12,0	3,6	0,0	0,5	1,2	0,0	27,0
I	86,0	16,9	71,1	0,0	3,7	4,2	6,4	0,0	188,3
IRL	8,4	2,5	3,5	0,0	0,1	0,1	0,3	0,0	14,8
L	3,1	0,1	1,3	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	4,8
LT	2,5	0,2	2,3	3,4	0,0	-0,6	0,7	0,0	9,1
LV	1,4	1,5	1,5	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	4,8
NL	29,8	8,2	35,5	0,9	0,0	1,7	0,4	2,4	78,9
PL	18,0	56,4	12,2	0,0	0,5	-0,6	4,7	0,0	91,3
P	15,4	6,3	4,5	0,0	0,9	0,6	0,1	0,0	27,7
S	16,5	2,4	0,9	18,0	5,2	-0,6	9,5	1,1	53,0
SI	2,4	1,5	1,0	1,4	0,3	0,0	0,5	0,0	7,1
SK	3,3	4,5	5,5	4,4	0,3	-0,2	0,4	0,3	18,7
UK	78,5	40,1	93,6	18,5	0,5	0,7	3,7	0,0	235,6
EU15	595,4	220,6	390,5	230,8	26,5	2,8	67,9	4,2	1538,6
EU25	639,3	316,9	434,3	251,2	28,4	3,1	75,6	4,7	1754,2

(*) MTOE: Milioni di Tonnellate di Olio Equivalente

Nel 2005 si è riscontrata una leggera diminuzione (4%) nel consumo di fonti rinnovabili ed un aumento (1,4%) di gas naturale. Come indicato dai grafici seguenti (Figura 1.5), circa un quarto del consumo europeo di energia primaria è costituito dal gas naturale che, ad

oggi, risulta la seconda fonte di energia primaria in Europa, coprendo quasi il 25% della produzione energetica.

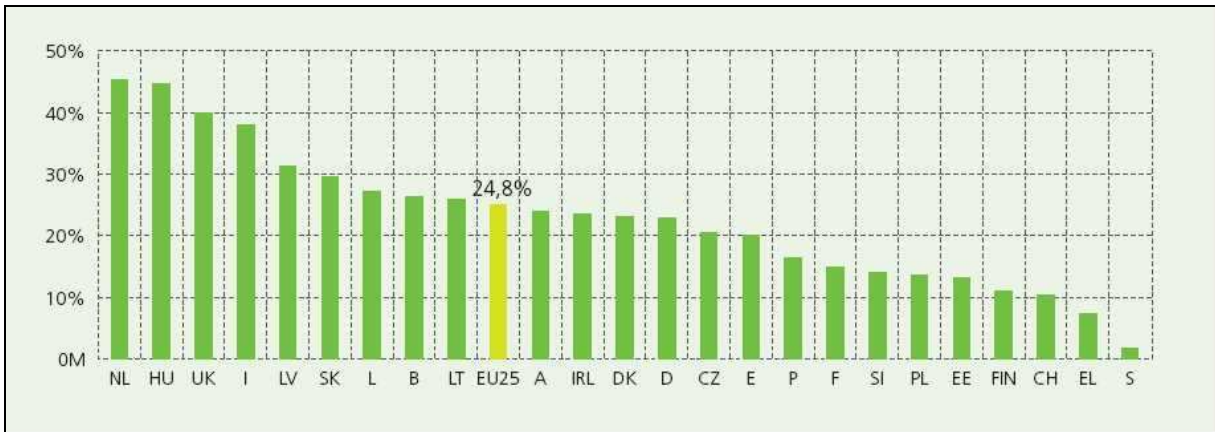
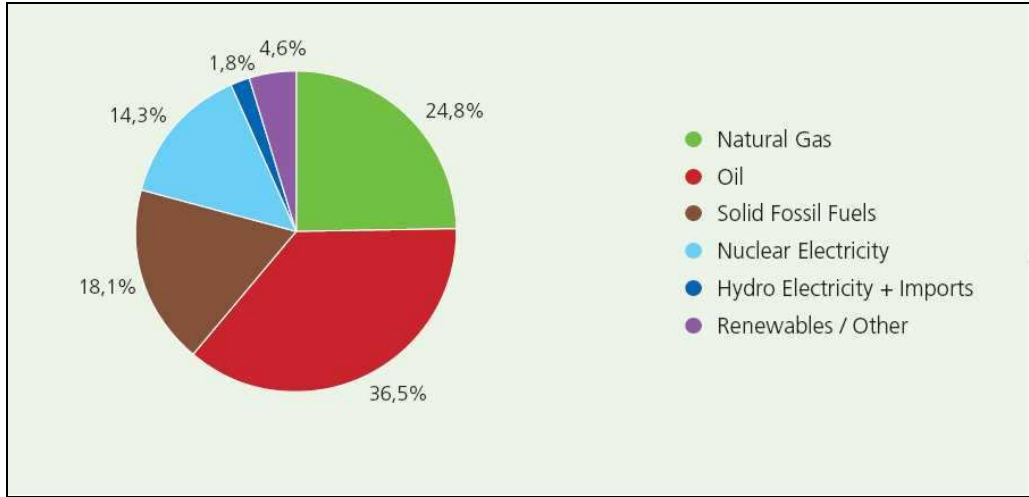


Figura 1.5 - Consumo di Energia Primaria e Distribuzione Percentuale del Consumo di Gas Naturale nel 2005 (Eurogas, 2006a)

Come anticipato, la richiesta di gas naturale aumenterà progressivamente tra gli Stati Membri dell'Unione Europea nel periodo compreso tra il 2003 ed il 2025 (Eurogas, 2005), con un incremento del 25% già atteso per il 2010, fino a raggiungere percentuali intorno al 28% nel 2025 (**Error! Reference source not found.**).

La domanda di gas raggiungerà i 436 MTOE al 2010 (pari a circa 530 Miliardi di Sm³) e 488 MTOE (590 Miliardi di Sm³) al 2020, corrispondente ad un tasso di crescita medio annuo pari al 2% per l'intero periodo 2002-2020. Occorre notare come tale incremento sarà concentrato entro il 2010 e risulta doppio rispetto a quello dell'energia primaria.

Le stime Eurogas indicano la tendenza verso un aumento dell'utilizzo di gas che dovrebbe assestarsi intorno ai 500 MTOE nel 2025 (attualmente il consumo è pari a circa 385 MTOE).

Tabella 1.3 - Previsioni sull'Andamento della Domanda di Gas negli Stati Membri UE (Eurogas, 2005)

Anno	Domanda Totale Gas [MTOE]	Produzione Interna [MTOE]	Importazione da Gasdotto [MTOE]	Altre Fonti Approvvigionamento [MTOE]	Percentuale Gas rispetto En. Primaria
2003	355	193	157	9	23,2%
2010	436	178	222	37	25,1%
2015	466	136	226	104	26,8%
2020	488	89	225	174	27,9%
2025	500	67	202	231	28,5%

Secondo le stime attuali, come già accennato nei paragrafi precedenti, la produzione dei Paesi dell'Unione non è in grado di coprire l'incremento atteso della domanda e, pertanto, la differenza dovrà essere soddisfatta in parte dall'utilizzo di nuove risorse ed in maggioranza dalle importazioni dai paesi esportatori tradizionali quali Russia, Algeria e Libia, ma anche Paesi del Golfo, Nigeria, Egitto e Sud America.

Sempre secondo le stime Eurogas, è previsto un costante incremento della dipendenza dalle importazioni di gas naturale per i paesi della UE e, in particolare, dal 46% rilevato nel 2003 al 59% atteso per il 2010 fino al 87% nel 2025. Al 2010 la massima dipendenza dalle importazioni ipotizzabile per i Paesi della UE viene stimata pari al 61%, per arrivare al 75% nel 2020, come sintetizzato nella Tabella seguente (Eurogas, 2005).

Tabella 1.4 - Massima Quota di Importazione Prevedibile (Eurogas, 2005)

	2003	2010	2015	2020	2025
Quota Import Gas Paesi UE 15	46%	59%	71%	82%	87%
Quota Import Gas Paesi Europa dell'Ovest	35%	44%	56%	67%	73%

Per quanto concerne i diversi settori di utilizzo, si è registrata una differentemente evoluzione nel corso del 2004: il settore industriale si è mantenuto costante, il settore residenziale/commerciale ha registrato un incremento dell'1% ed il settore dell'energia elettrica ha registrato un incremento del 7% (Eurogas 2006a).

Le percentuali riportate in Figura 1.6 indicano che durante il 2005 il consumo maggiore è stato riscontrato nel settore residenziale/commerciale (38,9%), seguito da quello industriale (32,9%) e da quello legato alla produzione di energia elettrica (23%).

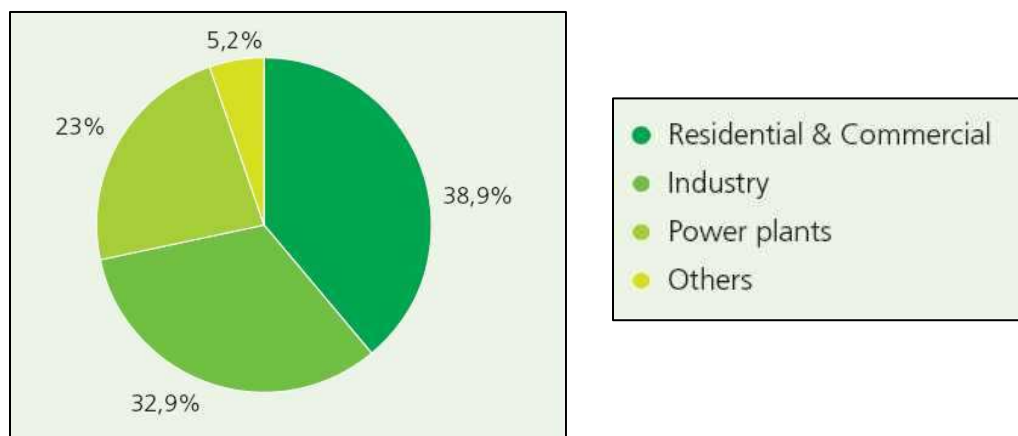


Figura 1.6 – Percentuali di Vendita di Gas Naturale per Settori di Vendita (Eurogas, 2006a)

1.1.3 Mercato degli Idrocarburi - Situazione Italiana

1.1.3.1 Quadro Energetico Nazionale

L'analisi di seguito presentata, relativa alla situazione della domanda e dell'offerta di energia in Italia per l'anno 2005, è stata desunta dalla Relazione Annuale 2006 dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG, 2006). La tabella seguente riporta un confronto tra il bilancio energetico relativo al 2004 e quello relativo al 2005 (AEEG, 2005 e AEEG, 2006).

**Tabella 1.5 – Bilancio dell'Energia nel 2005 e 2004 (Mtep)
(AEEG, 2005 e AEEG, 2006)**

	Solidi [Mtep]	Gas [Mtep]	Petrolio [Mtep]	Rinnovabili [Mtep]	En. Elettrica [Mtep] ^(A)	Totale [Mtep]
ANNO 2005						
1) Produzione	0,50	9,88	6,09	13,25	0,00	29,71
2) Importazione	16,56	60,60	107,94	0,74	11,06	196,90
3) Esportazione	0,22	0,33	28,65	0,00	0,24	29,45
4) Variazione scorte ^(B)	-0,03	-0,93	-0,63	0,00	0,00	-1,59
5) Disponibilità per il consumo (1+2-3-4)	16,86	71,09	86,00	13,98	10,81	198,75
6) Consumi e perdite del settore	-0,51	-0,82	-6,18	-0,07	-44,94	-52,52
7) Trasformazione in energia elettrica	-	-27,12	-9,39	-11,57	59,81	0,00
8) Totale impieghi finali (5+6+7)	4,62	43,16	70,43	2,34	25,68	146,23
- industria	4,48	6,90	7,60	0,32	11,84	41,14
- trasporti	0,00	0,38	42,83	0,27	0,84	44,31
- usi civili	0,01	24,79	6,87	1,57	12,55	45,79
- agricoltura	0,00	0,14	2,59	0,18	0,45	3,36
- usi energetici	0,14	0,95	7,09	0,00	0,00	8,18



	Solidi [Mtep]	Gas [Mtep]	Petrolio [Mtep]	Rinnovabili [Mtep]	En. Elettrica [Mtep]^(A)	Totale [Mtep]
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,45	0,00	0,00	3,45



	Solidi [Mtep]	Gas [Mtep]	Petrolio [Mtep]	Rinnovabili [Mtep]	En. Elettrica [Mtep] ^(A)	Totale [Mtep]
ANNO 2004						
1) Produzione	0,4	10,7	5,4	13,5	0,0	30,0
2) Importazione	17,1	55,5	107,6	0,6	10,2	191,1
3) Esportazione	0,3	-0,1	0,3	0,0	0,0	0,5
4) Variazione scorte ^(B)	17,1	66,2	88,0	14,1	10,0	195,5
5) Disponibilità per il consumo (1+2-3-4)	-1,0	-0,8	-6,2	0,0	-44,1	-52,1
6) Consumi e perdite del settore	-11,9	-23,1	-11,8	-12,4	59,3	0,0
7) Trasformazione in energia elettrica	4,2	42,3	70,0	1,7	25,2	143,4
8) Totale impieghi finali (5+6+7)	4,0	17,6	7,6	0,2	12,0	41,4
- industria	0,0	0,4	43,0	0,2	0,8	44,4
- trasporti	0,0	23,3	6,8	1,2	11,9	43,3
- usi civili	0,0	0,1	2,6	0,1	0,4	3,3
- agricoltura	0,1	0,9	6,6	0,0	0,0	7,6
- usi energetici	0,0	0,0	3,4	0,0	0,0	3,4
- bunkeraggi	0,4	10,7	5,4	13,5	0,0	30,0

(A) Energia elettrica primaria (idroelettrica, geo-termoelettrica, eolica) e importazioni/esportazioni dall'estero valutate a *input* termoelettrico, convenzionale e costante, di 2.200 kcal per KWh;

(B) Immissioni e prelievi dalle scorte vengono indicati rispettivamente con un segno positivo e negativo.

Come evidenziato in Tabella, il bilancio energetico del 2005 presenta un leggero rallentamento della dinamica dei fabbisogni energetici del Paese. I consumi di energia primaria e finale sono aumentati rispettivamente dell'1% e dell'1,5%, contro valori del 2,1% e 1,8% corrispondenti al 2004. A fronte di questa relativa stabilità, il bilancio del 2005 evidenzia invece significativi mutamenti nella struttura dei consumi finali per settori e fonti, con particolare riferimento alla composizione degli approvvigionamenti, alla disponibilità per il consumo interno ed alla trasformazione dell'energia.

Rispetto al 2004, nel 2005 sono diminuiti gli approvvigionamenti di carbone e di fonti rinnovabili (rispettivamente del 2,8% e dell'8,2%), mentre sono significativamente aumentati quelli di gas naturale e di elettricità. Gli approvvigionamenti di petrolio sono invece rimasti sostanzialmente stabili, anche se sono apprezzabilmente cresciute le esportazioni di prodotti derivati (14,5%). Gli aumenti nell'approvvigionamento di gas naturale, stimati in circa il 5,6%, hanno riguardato essenzialmente il mercato nazionale. Per quanto gli approvvigionamenti di fonti rinnovabili, il calo registrato risulta imputabile interamente all'energia idroelettrica in quanto le altre fonti (biomasse e rifiuti, energia eolica e fotovoltaica) hanno subito un aumento complessivo pari a circa il 5%. Nonostante il considerevole rialzo delle esportazioni (40%) favorite dai prezzi favorevoli nelle borse estere negli ultimi mesi del 2005, sono inoltre cresciute significativamente le importazioni nette di elettricità.

La principale forza motrice a cui si devono imputare i cambiamenti nella struttura dei consumi per fonti primarie è lo sviluppo del settore elettrico. E' infatti diminuito il consumo di petrolio per generazione termoelettrica (-2,5 Mtep) a favore di un incremento di quello di gas naturale (3,32 Mtep). La disponibilità di quest'ultimo è stata tuttavia condizionata da un ulteriore forte calo nella produzione interna (-0,8 Mtep), da limiti fisici nelle

infrastrutture di importazione e stoccaggio inclusi i ritardi nelle importazioni dalla Libia (previsto solo per la fine del 2006), dalla riduzione della produzione idroelettrica (-1,3 Mtep) e da carbone (-0,4 Mtep) che hanno determinato una maggiore richiesta. Nonostante le importazioni di energia elettrica (0,8 Mtep) siano tornate ai livelli elevati del 2003 e degli anni precedenti, i limiti sugli approvvigionamenti di gas naturale hanno contribuito a mantenere livelli elevati di generazione da petrolio.

1.1.3.2 Attività di Ricerca e Coltivazione di Idrocarburi in Italia

Nel presente paragrafo viene analizzata la situazione delle attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia, con particolare riferimento ai giacimenti di gas, aggiornata al 31 Dicembre 2005.

L'analisi è stata condotta sulla base dei dati forniti dall'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia (UNMIG) nell'ambito del documento "Attività di Ricerca e Coltivazione di Idrocarburi, Rapporto Annuale 2005" (UNMIG, 2006), integrati da alcune informazioni tratte dalla conferenza "Oil & Gas Industry Forecast, 2005".

La produzione di gas naturale è stata di circa 12 miliardi SMC¹ con una diminuzione del 7,4% rispetto al 2004). La consistente flessione produttiva, ormai in atto dal 1994 (quando fu raggiunta la punta di 20,6 miliardi di m³) conferma il progressivo declino produttivo di campi maturi, sia terrestri che marini, e della mancata messa in produzione di nuove risorse, tra le quali quelle dell'Adriatico Centro-Settentrionale. L'80% della produzione nazionale di gas risulta infatti offshore e, in particolare, proviene dalla cosiddetta "zona A", nell'Adriatico settentrionale dove viene estratto il 53% dell'intera produzione nazionale.

Con particolare riferimento al progetto proposto, occorre sottolineare come, secondo la classificazione dell'attività mineraria in mare dell'Ufficio Nazionale delle Attività Minerarie, il campo gas Annamaria ricade appunto nella zona A, che si estende nel Mare Adriatico settentrionale, a nord del 44° parallelo (Tabella 1.6 e Figura 1.7).

Tabella 1.6 - Principali Caratteristiche della Zona Marina A

TITOLI	No.	Estensione (Km ²)
Concessioni di Coltivazione di Idrocarburi	36	3.919,49
Permessi di Ricerca di Idrocarburi	11	2.091,41
Superficie totale nella zona marina		6.025,90

¹ Standard Metri Cubi

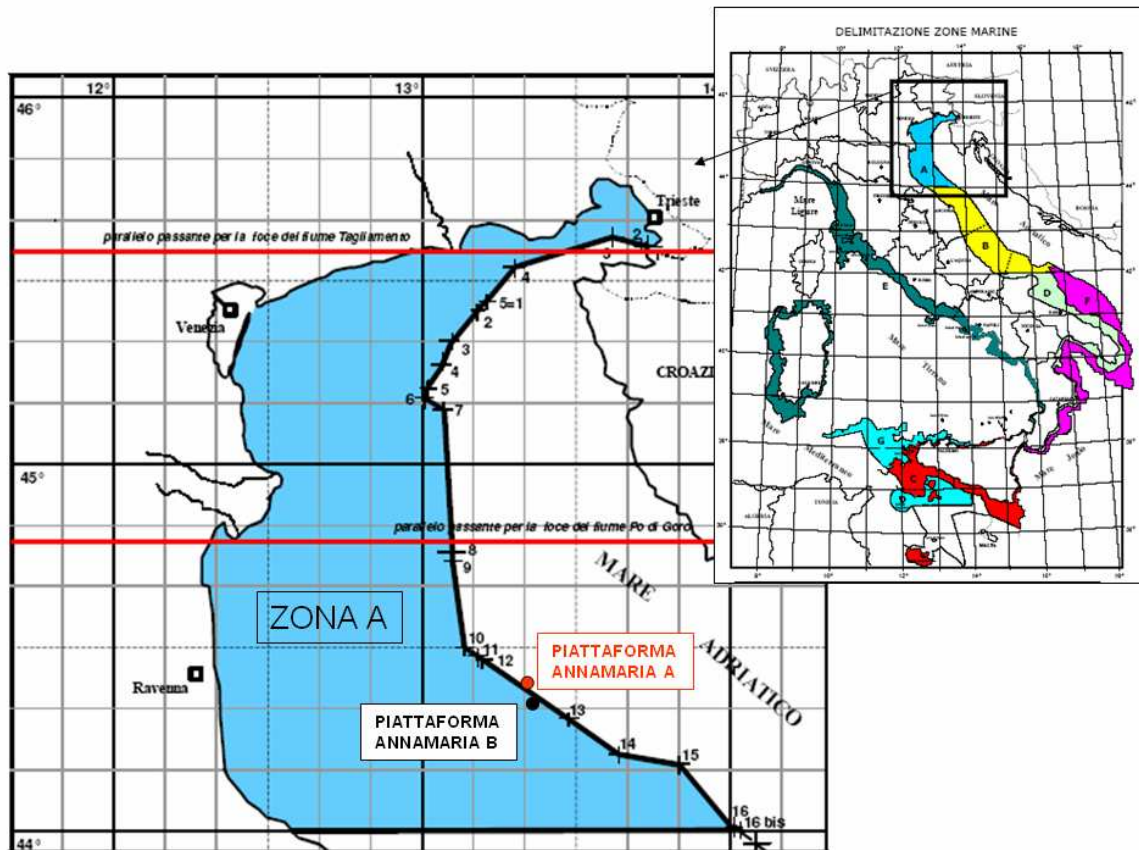


Figura 1.7 - Suddivisione in Zone Marine dell'Attività Mineraria Offshore (UNMIG, 2005)

Per quanto riguarda i campi on-shore, le Regioni più produttive sono Basilicata, Puglia, Sicilia, Emilia Romagna, Marche e Molise.

Al 31 Dicembre 2005 (UNMIG, 2006) risultavano vigenti 90 permessi di ricerca (di cui 60 in terraferma e 30 in mare) per complessivi 35.500 km² circa (di cui 23.800 in terraferma e 11.700 in mare) e 199 concessioni di coltivazione (di cui 133 in terraferma e 66 in mare) per complessivi circa 19.000 km² (di cui 9.700 in terraferma e 9.300 in mare).

Per quanto concerne l'offshore, ad oggi sono stati perforati 1.500 pozzi e sono operanti 118 piattaforme (di cui 107 per gas e 11 per olio). Il 12,7 % delle zone marine sotto la giurisdizione nazionale aperte all'attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi sono allo stato attuale coperte da titoli di ricerca o coltivazione, il maggior numero dei quali concentrati nelle zone A e B del mare Adriatico.

Rispetto al 2004 i titoli minerari sono diminuiti di 10 unità, mentre rispetto al 1998 - anno di entrata a regime della disciplina sul "licensing" (Decreto Legislativo No. 625/96) si registra un decremento del numero dei titoli di circa il 30%. In particolare, i permessi di ricerca vigenti si sono più che dimezzati. Al 31 Dicembre 2005 erano in istruttoria oltre 90 nuovi titoli, per la maggior parte permessi di ricerca a terra per le quali si è registrato un notevole incremento del numero di domande.

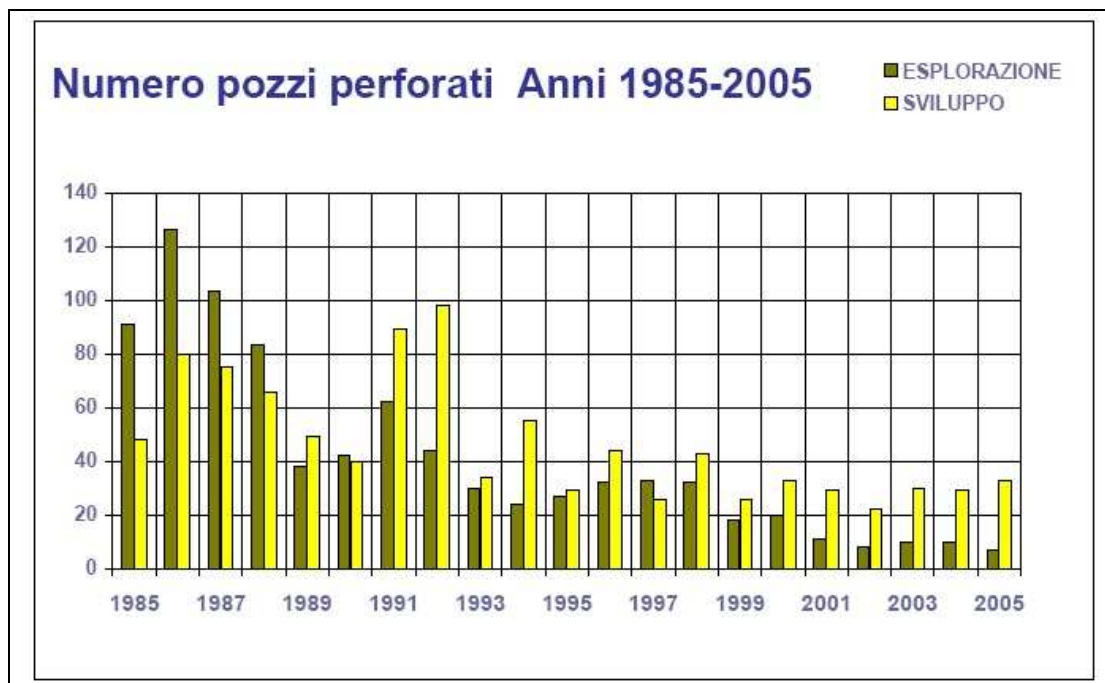


Nella Tabella 1.7, riportata di seguito sono sintetizzati i dati relativi alle attività di esplorazione e perforazione, per gli anni 2004 e 2005, sia per i giacimenti a terra che per quelli a mare (UNMIG, 2005).

**Tabella 1.7 – Dati delle Attività di Perforazione 2004-2005
(UNMIG, 2005 e UNMIG, 2006)**

Attività	Anno 2004		Anno 2005	
	No.	Profondità Totale (m)	No.	Profondità Totale (m)
Esplorazione				
Terra	10	22.223	7	15.085
Mare	0	0	0	0
Totale	10	22.223	7	15.085
Sviluppo				
Terra	7	18.105	9	16.632
Mare	22	41.189	24	49.399
Totale	29	59.294	33	66.031
TOTALE	39	81.517	40	81.116

Nei grafici seguenti (Figura 1.8 e Figura 1.9) viene riportato l'andamento delle attività di perforazione negli ultimi 20 anni (dal 1985 al 2005), espresso sia come numero effettivo di pozzi perforati, distinti in "esplorativi" e di "sviluppo", sia come metri totali perforati (UNMIG, 2006).



**Figura 1.8 – Numero di Pozzi Perforati dal 1985 al 2005
(UNMIG, 2006)**

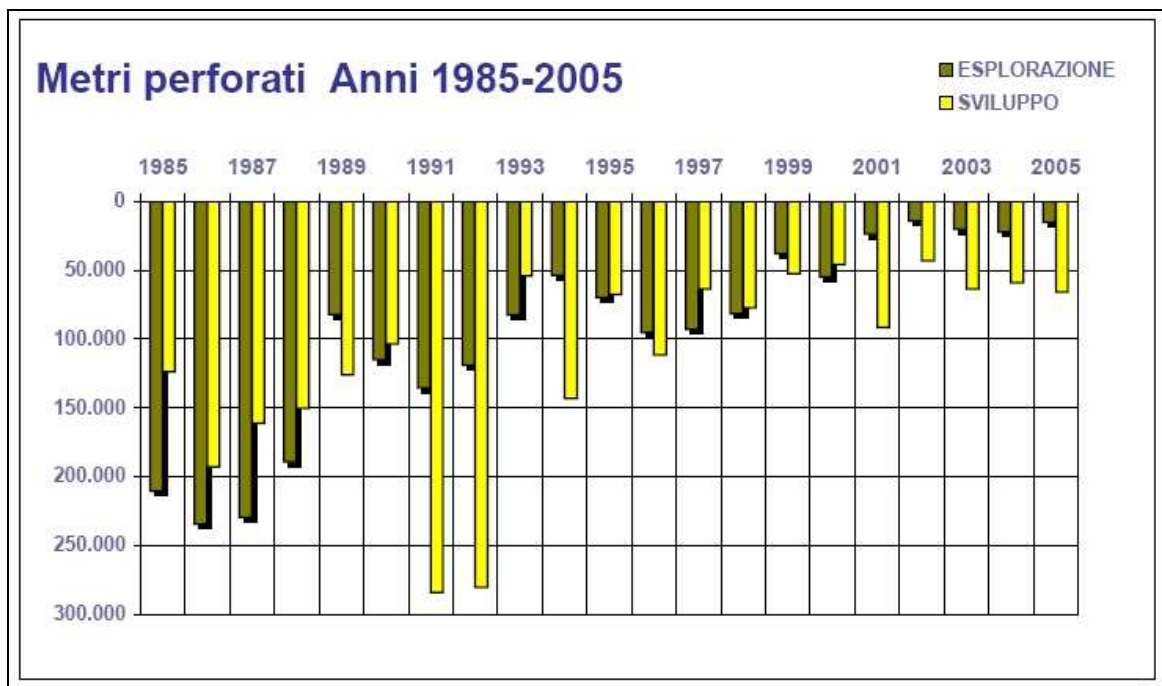


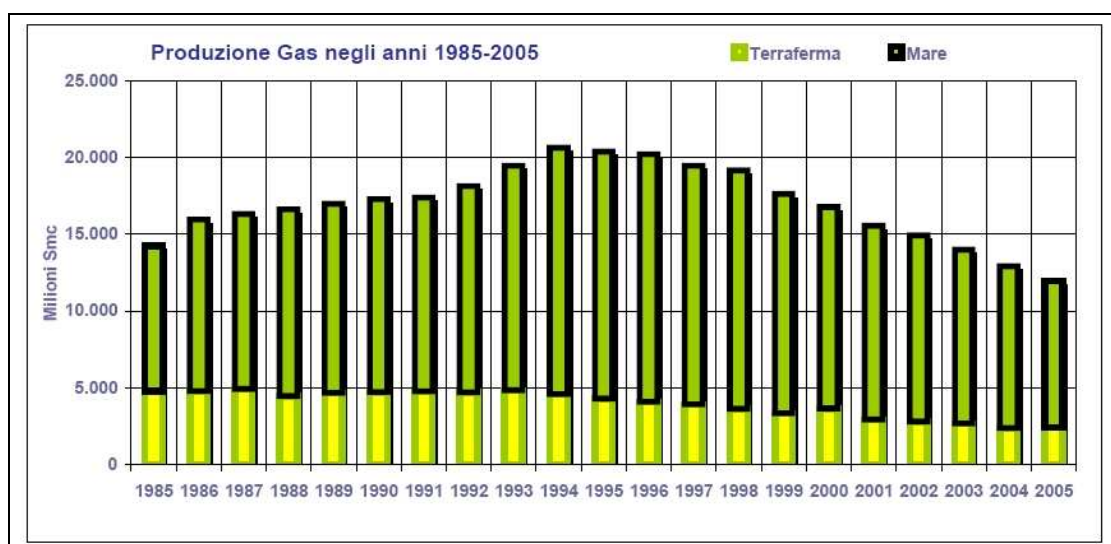
Figura 1.9 – Metri Perforati dal 1985 al 2005
(UNMIG, 2006)

Con particolare riferimento alla produzione di gas naturale, nella Tabella e nella Figura seguenti vengono invece sintetizzati i dati di produzione registrati nel periodo 1985 – 2005 (UNMIG, 2006).



**Tabella 1.8 – Serie Storica della Produzione di Gas
(UNMIG, 2006)**

Anno	PRODUZIONE DI GAS		
	Terra [GSm ³]	Mare [GSm ³]	Totale [GSm ³]
1984	4,4	9,4	13,8
1985	4,8	9,6	14,4
1986	4,8	11,1	15,9
1987	4,9	11,4	16,3
1988	4,5	12,1	16,6
1989	4,7	12,2	16,9
1990	4,7	12,6	17,3
1991	4,7	12,7	17,3
1992	4,7	13,4	18,1
1993	4,8	14,7	19,5
1994	4,6	16,0	20,6
1995	4,3	16,0	20,3
1996	4,0	16,2	20,2
1997	3,9	15,5	19,4
1998	3,6	15,5	19,1
1999	3,3	14,3	17,6
2000	3,7	13,1	16,8
2001	2,9	12,6	15,5
2002	2,8	12,1	14,9
2003	2,7	11,3	14,0
2004	2,4	10,5	12,9
2005	2,4	9,5	12



**Figura 1.10 – Produzione di Gas 1985 - 2005
(UNMIG, 2005)**

La Tabella ed il Grafico seguenti riportano invece i dati di consuntivo dell'attività di produzione di gas suddivisa per Regioni e Zone Marine, relativamente agli anni 2004 e 2005 e alla variazione percentuale tra i due anni (UNMIG, 2006).



Tabella 1.9 – Produzione di Gas per Regione/Zona Marina, confronto Anni 2004-2005 (UNMIG, 2006)

PRODUZIONE DI GAS (Milioni di Sm³)			
Regione/Zona	Anno 2005	Anno 2004	Variazione % 2004 - 2005
Abruzzo	71,4	92,9	-23,2
Basilicata	1070,1	835,2	28,1
Calabria	19,6	15,3	28,1
Emilia Romagna	241,9	282,2	-14,3
Lombardia	33,6	36,0	-6,8
Marche	87,2	102,0	-14,5
Molise	101,4	103,4	-2,0
Piemonte	28,7	38,7	-25,9
Puglia	398,0	518,7	-23,3
Sicilia	356,4	352,2	1,2
Toscana	1,5	1,7	-14,7
Veneto	4,0	3,7	6,8
TOTALE Terra	2.413,7	2.382,1	1,3
Zona A	6.357,9	6.877,9	-7,6
Zona B	1.743,9	2.079,1	-16,1
Zona C	4,3	4,6	-6,7
Zona D	1.427,7	1.544,9	-7,6
Zona F	14,9	32,4	-53,9
TOTALE Mare	9.548,8	10.538,9	-9,4
TOTALE GENERALE	11.962,5	12.920,9	-7,4

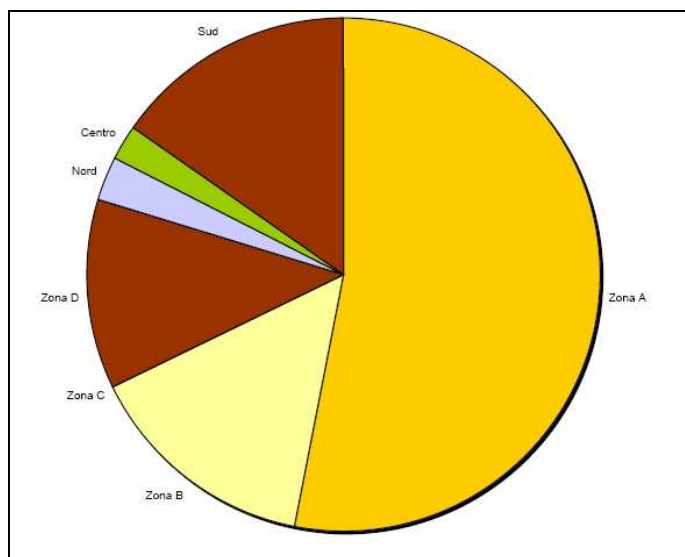


Figura 1.11 – Produzione di Gas Naturale per Regione/ Zona Marina (UNMIG, 2006)

La Tabella ed il Grafico seguenti riportano invece le riserve di gas certe, probabili e recuperabili. I dati relativi alle riserve recuperabili sono stimati come somma delle riserve certe, del 50% delle riserve probabili e del 20% delle riserve possibili (UNMIG, 2005).

Tabella 1.10 - Riserve di Gas (Milioni di Sm³) (UNMIG, 2006)



	Certe	Probabili	Possibili	Recuperabili	%
Nord Italia	20.910	6.881	2.138	24.778	14,5
Centro Italia	6.469	2.492	2.352	8.186	4,8
Sud Italia	14.633	5.284	16.960	20.667	12,1
Sicilia	5.398	2.783	814	6.952	4,1
TOTALE TERRA	47.411	17.439	22.264	60.583	35,5
Zona A	49.855	53.970	11.891	79.218	46,5
Zona B	11.568	8.781	3.801	16.719	9,8
Zona D+F+G	7.803	11.790	1.354	13.969	8,2
TOTALE MARE	69.226	74.542	17.047	109.906	64,5
TOTALE ITALIA	116.637	91.981	39.311	170.490	100,0

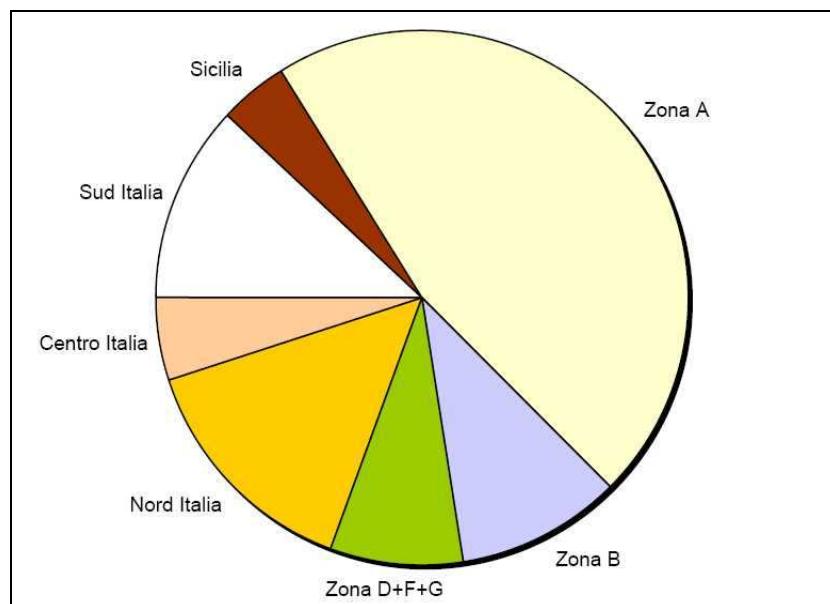


Figura 1.12 - Riserve di Gas Recuperabili per Regione/Zona Marina (al 31/12/2005)
(UNMIG, 2006)

In conclusione, le stime attuali e le proiezioni future confermano il progressivo declino delle riserve recuperabili di gas (circa 170 SMC al 31 Dicembre 2005), concentrate nelle zone a mare e, in particolare, nella Zona "A", interessata dal progetto Annamaria (Figura 1.5).

La situazione critica delle riserve di gas e la necessità di incentivare la ricerca risultano evidenti dal rapporto fra riserve recuperabili e produzione annuale (vita residua delle riserve, in anni), attualmente pari a circa 14,2 rispetto al 21,2 del 1991.

Per quanto la situazione italiana, si registra un sensibile aumento su base annuale della dipendenza dalle importazioni di gas naturale (AEEG, 2006). Nel 2005 è stato importato circa l'8,2% di gas in più rispetto al 2004, complessivamente poco più dell'85% dei consumi. Le principali fonti di approvvigionamento, via gasdotto, sono la Russia (32% del totale di volume importato) e l'Algeria (37% del totale di volume importato).

A tal proposito viene nel seguito riportato un estratto relativo al Bilancio del Gas Naturale per l'anno 2005 pubblicato nella Relazione Annuale dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG, 2006).

**Tabella 1.11 – Estratto del Bilancio di Gas nel 2005
(AEEG, 2006)**

	ENI	GROSSISTI				VENDITORI			Totale
		> 10	1 – 10	0,1 -1	<0,1	>1	0,1 - 1	<1	
Produzione Nazionale	9,6	0,9	0,0	0,6	0,3	0,0	0,0	0,0	11,5
Importazioni Nette ^(A)	47,2	16,0	7,5	1,8	0,1	0,0	0,0	0,0	72,6
di cui vendite Eni alla	0,0	1,5	4,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,9
Prelievi Netti da Stoccaggi	1,0	0,1	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1
- Stoccaggi al 31/12/2004	2,5	1,4	0,8	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3
- Stoccaggi al 31/12/2005	1,5	1,3	0,8	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	4,2
Acquisti da Operatori	1,1	9,9	6,5	8,3	0,7	9,5	12,1	4,4	52,4
da Eni	0,0	8,0	1,9	2,4	0,2	2,1	5,6	1,8	22,0
di cui gas <i>release</i>	0,0	0,2	0,4	0,9	0,2	0,0	0,0	0,0	1,7
da Enel	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	5,1	0,9	0,1	6,5
da Edison	0,1	0,8	1,4	0,7	0,0	0,1	2,0	0,5	5,5
da altri	0,9	1,1	2,8	5,2	0,4	2,2	3,7	2,0	18,4
Cessioni ad altri Operatori	22,1	12,4	8,5	8,3	0,6	0,1	0,0	0,0	52,1
Trasferimenti Netti	-21,5	-2,2	-2,0	0,3	-0,2	8,5	11,9	4,6	-0,8
Consumi e Perdite ^(B)	0,4	0,2	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	1,0
Vendite e Consumi	35,9	14,6	5,5	2,5	0,2	8,4	11,8	4,5	83,4
Generazione Elettrica	15,8	14,6	2,3	0,0	0,0	0,3	0,4	0,1	33,5
Domestico	20,1	0,0	3,2	2,4	0,1	8,1	11,4	4,4	49,8
Mercato Tutelato	6,5	0,0	0,6	1,2	0,0	5,3	8,3	3,2	25,1
< 5.000 m ³	4,1	0,0	0,4	0,8	0,0	3,5	5,9	2,2	16,9
5-200.000 m ³	2,3	0,0	0,2	0,4	0,0	1,5	2,2	0,9	7,4
> 200.000 m ³	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,3	0,1	0,8
Mercato Libero	29,4	14,6	4,9	1,3	0,1	3,1	3,5	1,3	58,2
< 5.000 m ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,4
5-200.000 m ³	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,6	0,3	1,7
> 200.000 m ³	29,2	14,6	4,8	1,1	0,1	2,6	2,8	0,9	56,2

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

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

Si riportano, infine, i dati di bilancio relativi al periodo 1997 - 2005 che confermano una progressiva riduzione della produzione nazionale ed un costante aumento delle importazioni.

**Tabella 1.12 – Bilancio del Gas Naturale dal 1997 al 2005 (Gm³)
(AEEG, 2006)**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Produzione Nazionale	19,2	18,9	17,4	16,6	15,5	14,3	13,9	13,0	11,5
Importazioni Nette	39,0	42,7	49,5	58,8	54,8	58,1	62,1	67,2	72,6
Variazione Scorte	0,4	-1,0	-1,2	4,5	-1,2	1,4	1-1,4	-0,1	-1,1
Disponibilità Lorda	57,8	62,6	68,1	70,9	71,5	71,0	77,4	80,3	85,2
Consumi e Perdite	0,6	0,7	1,0	1,3	1,4	1,0	1,0	1,0	1,0
Totale Risorse	57,2	61,9	67,1	69,6	70,1	70,0	76,4	79,3	84,2
Vendite e Consumi Finali	57,2	61,9	67,1	69,6	70,1	70,0	76,4	79,3	83,4
Generazione Elettrica	14,2	15,6	19,1	21,3	22,5	22,5	26,4	32,1	33,5
Altri usi	43,1	46,3	48,0	48,3	47,6	47,5	50,0	47,2	49,8
Mercato Tutelato	-	-	-	-	-	-	25,6	23,3	25,1
Mercato Concorrenziale	-	-	-	-	-	-	24,4	24,0	58,2

1.1.3.3 Evoluzione della Domanda di Gas Naturale in Italia

Come anticipato nei Paragrafi precedenti, negli ultimi anni l'uso del gas naturale ha registrato un significativo aumento rispetto ad altre fonti primarie tradizionali quali il legno, il carbone ed il petrolio. Questo aumento è legato principalmente al minore impatto del gas naturale sull'ambiente in termini di:

- minori impurità naturali rispetto a quelle riscontrabili in altri combustibili;
- rendimento termico superiore rispetto agli altri combustibili solidi e liquidi;
- limitati problemi di manutenzione degli impianti e maggiore semplicità d'uso.

L'utilizzo di gas naturale nei diversi settori produttivi ha subito cambiamenti ed evoluzioni consistenti nel tempo. Gli usi industriali, inizialmente prevalenti, sono andati progressivamente diminuendo negli anni a favore di quelli civili e, soprattutto, di quelli termoelettrici. La dinamica settoriale della domanda di gas naturale ha registrato tre fasi successive:

- una prima fase, fino agli anni '70, caratterizzata da un impiego prevalente (circa i due terzi) nel settore industriale, come fonte di energia e materia prima, e in misura minore nel settore civile (per quasi un terzo), con un consumo per fini termoelettrici inferiore al 10% della domanda;
- una seconda fase, negli anni '80, in cui si è registrato il passaggio dal consumo prevalente per gli usi industriali a quello per gli usi civili;

- una terza fase, negli anni '90, in cui si è avuta una forte crescita delle quote destinate alla produzione termoelettrica, in parte dovuta all'abbandono della tecnologia nucleare, alla diffusione delle centrali a ciclo combinato alimentate a gas naturale, all'introduzione, con la Legge No. 9/91 e più recentemente con le Direttive UE in materia di gas ed elettricità, di una progressiva liberalizzazione dell'attività di generazione di energia elettrica incentivante l'impiego di tecnologie che utilizzano le cosiddette "fonti alternative ed assimilabili" (tra cui il gas naturale).

Nella Tabella seguente sono sintetizzati i dati relativi alla domanda di gas in Italia per il periodo 2003 - 2005 (Snam Rete Gas, 2006) che evidenziano come il trend di crescita dei consumi di gas naturale in Italia sia proseguito anche nel 2005.

**Tabella 1.13 - Domanda di Gas Naturale (Miliardi di m³)
(Snam Rete Gas, 2006)**

	2003	2004 ⁽¹⁾	2005	Var. %
Residenziale e Terziario	28.50	28.17	30.20	6.9
Industriale	22.32	23.08	22.01	(2.3)
Termoelettrico	25.75	28.04	32.97	14.3
Altro	0.78	0.99	0.99	0.0
Totale	77.35	80.28	86.17	6.9

Nota:

- (1) La domanda di gas in Italia del 2004 è stata allineata a quella pubblicata dal Ministero delle Attività Produttive

La produzione elettrica da olio combustibile è infatti in netto calo per questioni di convenienza economica, mentre la produzione elettrica da carbone e da altri combustibili di basso pregio è in crescita, ma con forti limitazioni per l'impatto ambientale, la scarsa accettabilità sociale ed il rischio industriale legato agli ingenti capitali richiesti. La produzione idroelettrica è prossima al pieno sfruttamento del potenziale e non sarà in grado di avere un ruolo rilevante nel sostegno alla crescita della domanda. Le altre fonti rinnovabili, sebbene in progressiva crescita, occupano ancora un ruolo marginale a causa delle limitate quantità prodotte.

In questo contesto il gas naturale rappresenta una concreta alternativa per affrontare la forte crescita della domanda energetica che potrà essere soddisfatta attraverso un potenziamento del sistema di approvvigionamento (ricorrendo sempre di più a forniture estere e strutturandosi per ricevere anche gas naturale liquefatto (GNL)), ed **incentivando lo sfruttamento di risorse minerarie interne** che, seppur non in grado di coprire il fabbisogno energetico nazionale, possono tuttavia contribuire a limitare la necessità di importazione dall'estero.

I consumi di gas naturale in Italia hanno superato nel 2005 gli 86 miliardi di metri cubi, con un aumento superiore di 5 miliardi rispetto al 2004 e di 15 miliardi rispetto al 2001 (Snam Rete Gas, 2006).

A partire dal 2006 la crescita prevista è di circa il 2,3% medio annuo fino al 2010, anno in cui i consumi di gas potranno superare i 95 Miliardi di metri cubi, per raggiungere i 106 Miliardi di metri cubi nel 2015 (Snam Rete Gas, 2006). Il tasso di crescita previsto dei consumi di gas è doppio rispetto a quello dei consumi energetici complessivi e, nel 2009, la quota del gas naturale sui consumi lordi di energia passerà dall'attuale 36 al 39%.

L'evoluzione dei consumi del gas naturale continua ad essere trainata dal settore termoelettrico. Mentre le stime prevedono una crescita della produzione nazionale di energia elettrica del 2,7% annuo tra il 2006 ed il 2009, la stima dell'incremento della produzione delle centrali che utilizzano il gas naturale, per lo stesso periodo, è del 6,5%. Pertanto, il gas naturale è destinato ad aumentare notevolmente la sua incidenza all'interno del mix di combustibili destinati alla produzione di energia elettrica (dall'attuale 50% al 53% atteso per il 2009). Nel lungo periodo è prevista una sensibile riduzione delle produzioni nazionali di gas che determinerà una quasi totale dipendenza dalle importazioni che potranno raggiungere il 96% nel 2015.

Come riportato nelle tabelle seguenti, la disponibilità complessiva di gas naturale in Italia è passata da 80,44 Miliardi di metri cubi nel 2004 a 86,10 miliardi di metri cubi nel 2005, con un incremento del 7%. Alla crescita delle disponibilità hanno contribuito sia i quantitativi di gas immesso nella rete nazionale sia il saldo netto tra prelievi ed immissioni in stoccaggio che ha raggiunto, nel 2005, il Miliardo di metri cubi.

**Tabella 1.14 - Quantitativi Disponibili in Rete (Miliardi di m³)
(Snam Rete Gas, 2006)**

Quantitativi Disponibili in Rete	2004	2005	Var. %
Da importazioni	67,56	72,94	8,0
Da produzione nazionale	12,58	12,16	(5,4)
Totale Immesso	80,41	85,10	5,8
Prelievi da stoccaggio ⁽¹⁾	0,03	1,00	n.s.
Totale disponibilità	80,44	86,10	7,0

Nota:

(1) Da intendersi come saldo tra prelievo da stoccaggio (+) ed immissioni in stoccaggio (-)

Dai dati sopra riportati si evince che i quantitativi di gas immesso nella rete nazionale sono aumentati di 4,7 Miliardi di metri cubi (+5,8%) rispetto al 2004 a seguito delle maggiori importazioni (5,38 miliardi di metri cubi, pari a +8% che hanno anche compensato il calo della produzione nazionale (-5,4%).

In particolare, il 33% del gas importato nel 2005 proviene dalla Russia, il 36% dall'Algeria, il 22% dal Nord Europa, il 6% dalla Libia e il restante 3% proviene dalle importazioni via nave in forma di gas naturale liquefatto². Rispetto al 2004, l'incidenza delle importazioni dal Nord Africa (Algeria e Libia) è aumentata dal 37% al 42% a scapito delle importazioni dal Nord Europa e dalla Russia, mentre l'incidenza delle importazioni di GNL è rimasta sostanzialmente invariata. Il consistente incremento delle importazioni dalla Libia è riconducibile all'entrata a regime della condotta sottomarina che collega l'Italia alla Libia e del metanodotto Gela-Enna.

1.1.3.4 Il Problema dell'Emergenza Gas in Italia nel 2006

Nel mese di Gennaio 2006, gran parte dell'Europa è stata interessata da una crisi degli approvvigionamenti energetici a causa di una situazione di tensione geopolitica tra Russia

² Rispetto al 2004, le importazioni di GNL presso il rigassificatore di Panigaglia sono aumentate di circa il 20% grazie alla maggiore disponibilità sul mercato.

ed Ucraina che ha portato alla riduzione delle esportazioni di gas russo verso l'Europa occidentale.

Tale situazione ha evidenziato la precarietà degli approvvigionamenti energetici italiani, prevalentemente legati a forniture provenienti da paesi esteri spesso caratterizzati da situazioni politiche poco stabili, come rappresentato in Figura 1.13 e in Figura 1.14.

2004	Mm ₃	%
Produzione nazionale	13,0	16,2
Importazioni	67,2	83,8
Di cui		
- Olanda	11,6	14,4
- Norvegia	4,6	5,8
- Russia	24,5	30,6
- Algeria	23,8	29,7
- Nigeria	2,2	2,7
- Libia	0,5	0,7

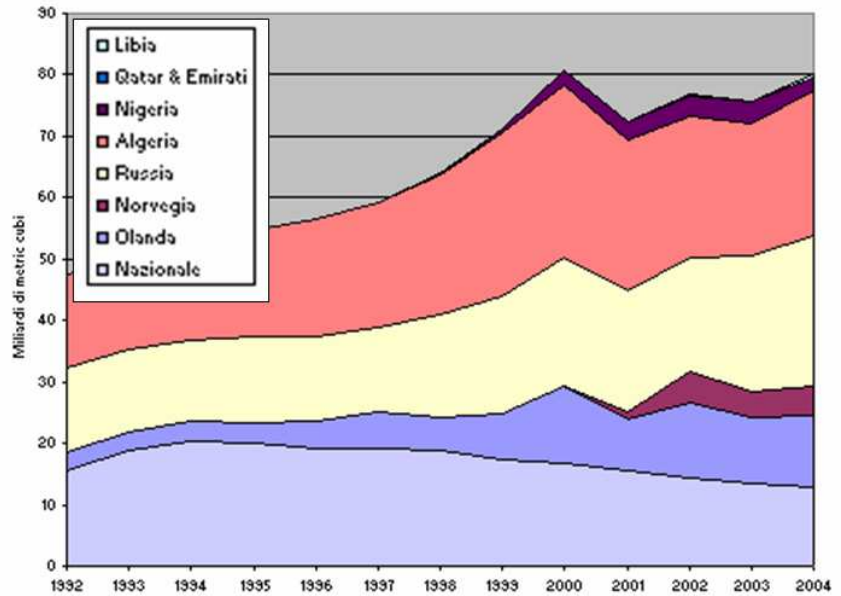


Figura 1.13 - Approvvigionamenti di Gas Naturale (AEEG, 2006)

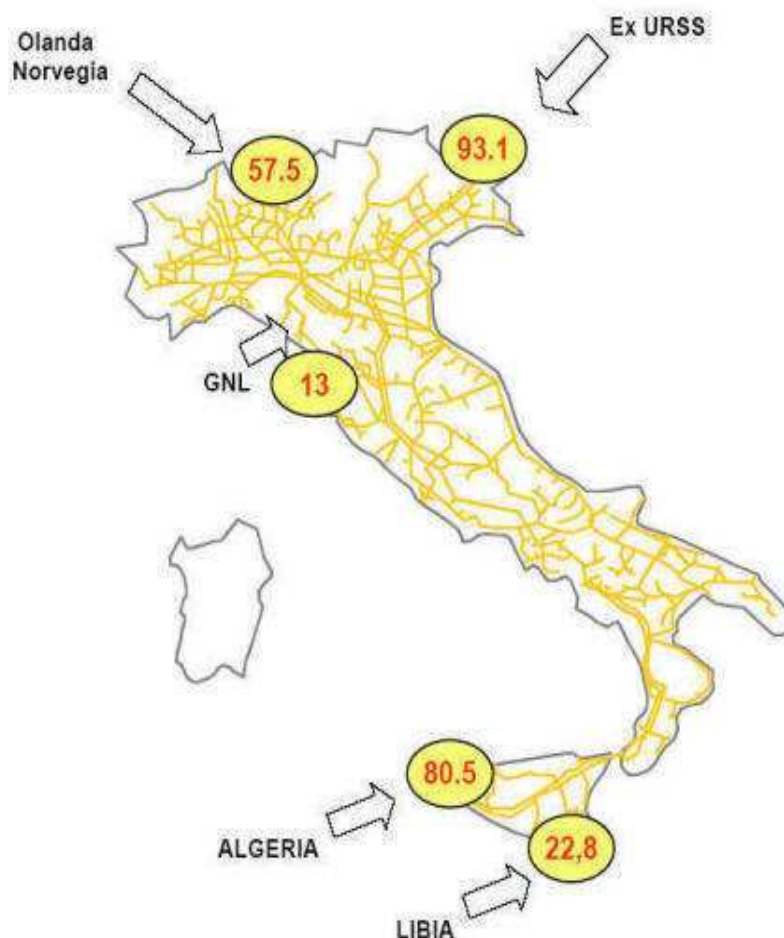


Figura 1.14 - Capacità di Importazione (Volumi in Mm³/g)
(AEEG, 2006)

Nello stesso mese di Gennaio, per fronteggiare la situazione sono stati elaborati alcuni strumenti normativi appositi e, in particolare:

- Il Decreto del Ministro delle Attività Produttive 20 Gennaio 2006: *Misure per l'incentivazione di un'offerta di interrompibilità volontaria della domanda di gas naturale* (per il settore industriale);
- Legge 8 Marzo 2006, No.108 (di conversione del D.L.25 Gennaio 2006 - *Misure urgenti per garantire l'approvvigionamento di gas naturale*), con la quale per ridurre i consumi di gas nel settore termoelettrico e per garantire la sicurezza delle forniture alle famiglie ed alle imprese si è autorizzato il riavvio temporaneo delle centrali termoelettriche ad olio combustibile fino al 31 Marzo 2006;
- D.M. 25 Gennaio 2006: Norme transitorie delle temperature dell'aria nei diversi ambienti e di durata massima giornaliera (per il settore civile).

In questo caso, l'effetto congiunto dell'aumento delle importazioni da una parte e della riduzione dei consumi nel settore termoelettrico (attraverso il ricorso ad altri combustibili), nel settore industriale (attraverso l'interrompibilità incentivata) e nel settore civile (per l'effetto, anche in termini di *moral suasion*, delle limitazioni al riscaldamento), hanno

consentito di limitare temporaneamente gli effetti delle minori immissioni provenienti dalla Russia.

Resta comunque evidente il problema della forte dipendenza dalle importazioni e la necessità di aumentare per quanto possibile l'esplorazione e lo sfruttamento dei giacimenti nazionali.

1.1.3.5 Approvvigionamenti di Gas Naturale, Stoccaggio e Ruolo dell'Upstream

In linea generale, mentre i consumi di gas presentano una notevole variabilità stagionale, prevalentemente legata a fattori climatici, la disponibilità della risorsa è pressochè costante nel corso dell'anno. Pertanto, per soddisfare il fabbisogno energetico si ricorre allo stoccaggio delle fonti minerali, ovvero all'immagazzinamento del gas nel periodo estivo e alla sua estrazione (svaso) in quello invernale (AEEG, 2006).

La tabella seguente riporta i dati relativi all'anno termico 2004-2005 sulla disponibilità di stoccaggio elaborata dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas a partire da dati Stogit ed Edison T&S.

**Tabella 1.15 - Disponibilità di Stoccaggio in Italia - Anno Termico 2004 – 2005
(AEEG, 2006)**

Disponibilità di Stoccaggio	MILIONI di GJ per la punta	MILIONI di m ³ standard
Volumi per Stoccaggio Strategico	198,27	5.110,13
Volumi per Stoccaggio di Modulazione Ciclica e Minerario	297,92	7.682,53
Disponibilità di Punta per Stoccaggio Strategico	1,52	38,88
Disponibilità di Punta per Stoccaggio Minerario, per Modulazione Oraria e Bilanciamento Operativo della Rete di Trasporto e di Modulazione Ciclica	8,29	213,62
Disponibilità di Punta per Stoccaggio di Modulazione Ciclica (interrompibile)	2,29	58,88

Lo stoccaggio è un'attività regolamentata attraverso le Delibere AEEG 26/02 (*Criteria per la determinazione delle tariffe di stoccaggio del gas naturale*) e 119/05 (*Adozione di garanzie di libero accesso al servizio di stoccaggio del gas naturale, obblighi dei soggetti che svolgono le attività di stoccaggio e norme per la predisposizione dei codici di stoccaggio*) ed il D.Lgs 164/00 (*Attuazione della direttiva 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale*), i cui criteri per la tariffazione e l'assegnazione della capacità di stoccaggio sono regolate dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. In particolare, la capacità del sistema di stoccaggio presenta due potenziali fattori di limitazione:

- un *limite di capacità complessiva annuale*, ossia un'insufficienza del volume stoccato utile (c.d. working gas), che è pari a circa 12,6 Giga metri cubi (Gm³). In particolare, in caso di eccessivo consumo rispetto alla disponibilità può essere intaccato lo stoccaggio strategico (5,1 Gm³);
- un *limite di capacità di punta giornaliera*, ossia un'insufficienza della velocità con cui il gas può essere estratto dai depositi, che raggiunge un massimo di circa 252 Milioni di metri cubi/giorno (Mm³/g), ma tende a diminuire nel corso dell'inverno in concomitanza al progressivo smaltimento (svaso) delle quantità stoccate.

	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 32
---	--	--	------------------

Il problema verificatosi nell'inverno 2005-2006 è imputabile soprattutto ad un'insufficienza di punta, anche se non sono totalmente da escludersi problemi relativi all'insufficienza del volume stoccato.

Proprio nei casi di limitazione al flusso delle importazioni, seppure temporaneo, assume una notevole importanza strategica il ruolo dell'Upstream. L'Italia, attualmente terzo produttore di petrolio e di gas dell'Europa occidentale (dopo Gran Bretagna e Norvegia), ha una notevole capacità produttiva che, secondo le stime attuali, potrebbe anche raddoppiare nel giro di qualche anno (Assomineraria, 2006). Tuttavia, come anticipato, al momento solo il 16% del gas naturale utilizzato in Italia proviene da giacimenti nazionali mentre il rimanente 84% deriva da importazioni.

La produzione nazionale di gas è infatti costantemente diminuita nel tempo, passando dagli oltre 20 miliardi di metri cubi del 1995 a poco più di 12 miliardi di metri cubi registrati nel 2004 (Figura 1.10). In questo contesto, in assenza di interventi mirati, la produzione nazionale di gas scenderà a 5 miliardi di metri cubi l'anno nel 2010, in grado di coprire solo il 5% dei consumi, stimati in 84 miliardi di metri cubi all'anno. Due possibili alternative per ovviare a potenziali carenze negli approvvigionamenti sono:

- potenziare la rete di rigassificatori, per permettere l'importazione di LNG, per ora limitata al solo terminale di Panigaglia (La Spezia);
- incentivare la ripresa dell'upstream italiano, attualmente il solo in grado di garantire una certa sicurezza degli approvvigionamenti.

Secondo le stime più recenti, le riserve certe italiane di olio e di gas sono di 1,9 Miliardi di boe³ (310 Miliardi di metri cubi), quelle potenziali (ancora da scoprire) sono valutate tra gli 1,2 Miliardi ed i 4 Miliardi di boe (197–665 Miliardi di metri cubi). Con particolare riferimento alla localizzazione del progetto Annamaria proposto, nell'Adriatico Centro-Settentrionale sono già stati individuati circa 207 Milioni di boe (34 Miliardi di metri cubi) in attesa di essere estratti.

³ Barili di Olio Equivalente

	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 33
---	--	--	------------------

1.2 NORMATIVA INTERNAZIONALE DI SETTORE

Nei paragrafi seguenti si riporta una disamina dei principali riferimenti normativi internazionali al fine di fornire un quadro completo del panorama economico, energetico ed ambientale internazionale e, in particolare:

- La Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare, che definisce il regime giuridico del tratto di mare interessato dal progetto;
- La Convenzione di Espoo applicabile ai progetti di nuove opere che, come il progetto in esame, interessano più Paesi e per i quali è richiesta una valutazione transfrontaliera dei potenziali effetti sull'ambiente;
- La Convenzione di Barcellona, a cui aderiscono tutti gli stati del Mediterraneo, che contiene il quadro normativo in materia di lotta all'inquinamento e protezione dell'ambiente marino per quanto in vigore;
- La Convenzione di Londra (MARPOL), che costituisce il documento internazionale di riferimento per la prevenzione dell'inquinamento da navi;
- Il Protocollo di Kyoto sulle strategie per la progressiva limitazione e riduzione delle emissioni di gas serra in atmosfera;
- Le Norme Europee per il Mercato interno dell'Energia Elettrica e del Gas con le strategie e le finalità della liberalizzazione del mercato con particolare riferimento agli effetti sul comparto del gas naturale.

1.2.1 Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare

Il diritto internazionale marittimo è delineato dalla Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare (UNCLOS – *United Nations Convention on the Law of the Sea*) firmata a Montego Bay il 10 Dicembre 1982 e ratificata dall'Italia con Legge 2 Dicembre 1994, No. 689 (in vigore dal 20 Dicembre 1994).

La Convenzione di UNCLOS ha, tra gli altri, lo scopo di proteggere e preservare l'ambiente marino oltre che conservare e gestire le risorse marine viventi e, in particolare all'art. 194, comma 5, inserisce tra le misure di tutela la protezione degli ecosistemi rari o dedicati e gli habitat di specie in diminuzione o in via di estinzione.

In particolare, gli aspetti trattati dalla convenzione riguardano la definizione delle responsabilità degli Stati costieri, degli arcipelaghi, degli stati continentali e la definizione del regime giuridico per le seguenti zone marine:

- Mare Territoriale e Zona Contigua (Parte II):

Mare Territoriale: i cui limiti (art. 4) sono misurati a partire dalle linee di Base (determinate in conformità con gli Articoli 5 e 7) e si estendono in larghezza (art. 3) fino ad un limite non superiore alle 12 miglia nautiche. Lo stato costiero ha diritti

	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 34
---	--	--	------------------

sovrani nel mare territoriale, nello spazio aereo sovrastante e nel relativo fondo marino e al suo sottosuolo (Art. 2);

Zona Contigua (Art. 33), definita come la zona fino a 24 miglia nautiche dalla linea di Base (12 miglia nautiche dal limite esterno delle acque territoriali). In tale zona lo stato costiero esercita il controllo necessario per prevenire e punire violazioni delle proprie leggi e regolamenti doganali, fiscali, sanitari e di immigrazione.

- Zona Economica Esclusiva - ZEE (Parte V):

La ZEE è la zona al di là del mare territoriale e ad esso adiacente (art. 55) e si estende sino le 200 miglia marine dalle linee di base (art. 57). All'interno della ZEE lo Stato costiero gode (art. 56) di:

- diritti sovrani nelle masse d'acque sovrastanti il fondo marino, sul fondo marino e nel relativo sottosuolo ai fini dell'esplorazione, sfruttamento, conservazione e gestione delle risorse naturali, biologiche o non biologiche, compresa la produzione di energia dalle acque, dalle correnti o dai venti, la giurisdizione in materia di installazione ed uso di isole artificiali o strutture fisse, la ricerca scientifica in mare e la protezione e conservazione dell'ambiente marino.

- Piattaforma Continentale (Parte VI):

La Piattaforma Continentale (art. 76), di uno Stato costiero comprende il fondo ed il sottosuolo marini che si estendono al di là del suo mare territoriale attraverso il prolungamento naturale del suo territorio terrestre fino all'orlo esterno del margine continentale, o fino alle 200 miglia nautiche dalle linee di base (dalle quali si misura la larghezza del mare territoriale), nel caso in cui l'orlo esterno del margine continentale si trovi ad una distanza inferiore.

- Alto Mare (Parte VII):

Comprende tutte le aree marine non incluse nella zona economica esclusiva, nel mare territoriale o nelle acque interne di uno Stato, o nelle acque arcipelagiche di uno Stato-arcipelago (art. 86).

- Area Internazionale dei Fondi Marini (Parte I – Introduzione e Parte XI – L'Area):

E' rappresentata dal fondo del mare, degli oceani e relativo sottosuolo, all'esterno dei limiti della giurisdizione nazionale (art. 1) ed è insieme alle sue risorse patrimonio comune dell'Umanità (art. 136)

Va notato che, ad oggi, Italia e Croazia non hanno preso provvedimenti in materia di istituzione di zone economiche esclusive e zone contigue.

Secondo l'art. 122 della Convenzione, il Mar Adriatico può definirsi un "mare semichiuso" essendo "un mare circondato da ...più Stati e comunicante con un altro mare per mezzo di uno stretto, o costituito, interamente o principalmente dai mari territoriali e dalle zone economiche esclusive di due o più Stati costieri".

	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 35
---	--	--	------------------

Non avendo Italia e Croazia istituito alcuna zona economica esclusiva, l'area interessata dal progetto Annamaria ricade all'interno della piattaforma continentale che, a differenza di quanto previsto per la zona contigua e per la ZEE, appartiene allo Stato costiero essendo considerata come il naturale prolungamento sommerso della terraferma e sulla quale detto Stato esercita diritti sovrani, allo scopo di esplorarla e sfruttarne le risorse naturali (art. 77, comma 1), diritti che non dipendono dall'occupazione effettiva o fittizia o da qualsiasi specifica proclamazione (art. 77, comma 3). I diritti dello Stato costiero sulla Piattaforma Continentale non devono pregiudicare il regime giuridico delle acque e dello spazio aereo sovrastante (art. 78).

Come stabilito all'Art. 83, la delimitazione della piattaforma continentale tra Stati a coste opposte o adiacenti, viene effettuata per accordo tra le parti interessate, come previsto all'art. 38 dello Statuto della Corte Internazionale di Giustizia. In particolare, per il Mar Adriatico, occorre considerare l'accordo stipulato tra Italia ed ex-Jugoslavia l'8 Gennaio 1968 (ratificato con D.P.R. 22 Maggio 1969, No. 830, ed in vigore dal 21 Gennaio 1970) che stabilisce di tracciare il limite della piattaforma continentale utilizzando il criterio della linea mediana tra le coste dei due Paesi e il successivo "Accordo per la Correzione Tecnica della Linea di delimitazione della Piattaforma Continentale" fra Italia e Croazia, entrato in vigore il 2 Agosto 2005 (Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e della Geotermia del 30 Settembre 2005 No. 9, Pubblicazione No. 113) (cfr Legge 21 luglio 1967, No. 613, Titolo 1, Capo I art.1).

Secondo l'art. 77, sulla piattaforma continentale lo Stato costiero esercita diritti sovrani per quanto riguarda l'esplorazione e lo sfruttamento delle risorse naturali senza pregiudicare il regime giuridico delle acque e dello spazio aereo sovrastante (Art. 78).

Per quanto riguarda cavi e **condotte sottomarine**, nel tratto della piattaforma continentale, l'art. 79 stabilisce quanto segue:

- tutti gli Stati hanno il diritto di posare cavi e condotte sottomarine sulla piattaforma continentale;
- lo Stato costiero non può impedire la posa o la manutenzione di tali cavi o condotte, subordinatamente al suo diritto di adottare ragionevoli misure per l'esplorazione della piattaforma continentale, lo sfruttamento delle sue risorse naturali e la prevenzione, riduzione e controllo dell'inquinamento causato dalle condotte;
- il percorso delle condotte posate sulla piattaforma continentale è subordinato al consenso dello Stato costiero;
- nessuna norma specifica di questa parte della convenzione pregiudica il diritto dello Stato costiero di stabilire specifiche condizioni per i cavi e le condotte che entrano nel suo territorio o mare territoriale, né pregiudica la sua giurisdizione su installazioni utilizzate per l'esplorazione della sua piattaforma continentale già sotto la sua giurisdizione;
- l'installazione di nuovi cavi sottomarini o condotte dovrà tener conto delle reti esistenti senza pregiudicarne le operazioni di riparazione/manutenzione.

Inoltre, sulla piattaforma continentale lo Stato costiero:

	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 36
---	--	--	------------------

- esercita il diritto esclusivo di costruire, autorizzare e disciplinare la costruzione di isole artificiali, installazioni e strutture nonché delle relative zone di sicurezza (art. 80);
- ha il diritto esclusivo di autorizzare e regolamentare l'attività di perforazione (art. 81).

1.2.2 Convenzione di ESPOO

La convenzione sulla valutazione dell'influenza ambientale in un contesto transfrontaliero, firmata ad ESPOO il 25 Febbraio 1991 e ratificata dall'Italia con Legge No. 640 del 3 Novembre 1994 e dalla Croazia in data 8 Luglio 1994, è entrata in vigore per entrambe il 10 Settembre 1997.

Tale documento si prefigge di rispondere alla necessità di limitare gli impatti ambientali di alcuni settori di attività con particolare riferimento ai contesti transfrontalieri, ovvero per quei progetti i cui effetti in un'area sotto la giurisdizione di una Parte o Stato siano riconducibili ad attività localizzate interamente o parzialmente in una area sotto la giurisdizione di un'altra Parte o Stato.


La Convenzione, considerata come il riferimento normativo principale per la valutazione dell'impatto ambientale per progetti i cui effetti coinvolgano più Stati, ha permesso di regolamentare i compiti e le competenze delle diverse Parti contraenti della Convenzione stessa e coinvolte o interessate dal progetto e, in particolare:

- la Parte di origine, indica la Parte (o le Parti) contraente (i) alla presente Convenzione sotto la cui giurisdizione dovrebbe svolgersi l'attività prevista (art.1 comma ii);
- la Parte colpita, indica la Parte (o le Parti) contraente (i) alla presente Convenzione nella quale (o nelle quali) l'attività prevista potrebbe avere un impatto transfrontaliero (art.1 comma iii);
- le Parti interessate, indica la Parte di origine e la Parte colpita che procedono ad una valutazione dell'impatto ambientale in attuazione della presente Convenzione (art.1 comma iv).

La lista della tipologia di attività da sottoporre all'iter previsto dalla Convenzione (nel caso in cui l'attività sia giudicate suscettibili di avere un impatto transfrontaliero significativo) è riportata nell'Appendice I della Convenzione.

In particolare, il progetto proposto di realizzazione di due piattaforme, una in Croazia ed una in Italia, e delle relative condotte di collegamento, risulta incluso al Punto 15 dell'Appendice "Produzione di idrocarburi in mare".

L'art. 3 della Convenzione stabilisce che *"se un'attività prevista iscritta sulla lista che figura nell'Appendice I è suscettibile di avere un impatto transfrontaliero pregiudizievole importante, la Parte di origine, in vista di procedere a consultazioni sufficienti ed efficaci come previsto dall'art. 5, ne da notifica ad ogni Parte che potrebbe a suo avviso essere colpita, non appena possibile e al più tardi quanto detta Parte da avviso pubblico di tale attività"*.

 Eni	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 37
---	--	--	------------------

Dove per “attività prevista” s’intende “ogni attività o ogni progetto mirante a modificare sensibilmente un’attività , e per la cui esecuzione è richiesta una decisione di un’Autorità competente secondo ogni procedura nazionale applicabile (art.1, comma v). Autorità competente è definita “l’autorità (o le Autorità Nazionali) designate da una Parte per compiere le funzioni di cui nella presente Convenzione e/o l’autorità (o le Autorità) abilitata (e) da una Parte ad esercitare poteri decisionali concernenti un’attività prevista” (art.1, comma ix).

In accordo a quanto riportato nell’art. 4 e nell’Appendice II della Convenzione, l’elenco della documentazione sulla valutazione dell’impatto ambientale da sottoporre all’autorità competente della Parte di origine deve comprendere come minimo:

- una descrizione dell’attività prevista e delle sue finalità;
- una descrizione di eventuali alternative ragionevoli (ubicazione dell’opera, scelte progettuali, ecc...) in sostituzione delle attività previste, compresa l’opzione di non-azione o opzione “zero”;
- una descrizione dell’ambiente in cui verrà inserita l’opera proposta e le eventuali alternative;
- una descrizione del potenziale impatto ambientale ed una descrizione degli accorgimenti progettuali per minimizzare gli impatti stessi;
- una descrizione dei modelli previsionali utilizzati per la stima degli impatti, delle ipotesi di base selezionate, dei dati ambientali di fondo adottati e l’individuazione di eventuali lacune esistenti;
- un eventuale programma di monitoraggio e di gestione a medio-lungo termine dell’opera, nonché eventuali piani per un’analisi successiva del progetto;
- una sintesi non tecnica dell’intero progetto integrata da eventuali presentazioni visive, carte, layout, grafici, ecc..

Una volta predisposta la documentazione per la valutazione di impatto ambientale, la parte di origine avvia le consultazioni con la parte colpita (art. 5) individuando le effettive interferenze a carattere transfrontaliero indotte dall’attività proposta e gli accorgimenti progettuali adottati per ridurre gli impatti. Le Parti interessate concorderanno quindi un periodo di tempo ragionevole per lo svolgimento delle consultazioni che, nel caso, potranno essere effettuate nel quadro di un organo comune appropriato, qualora esistente.

Una volta valutati i risultati e visionata la documentazione predisposta, le eventuali osservazioni ricevute e l’esito delle diverse consultazioni, la Parte di origine comunica alla Parte colpita la decisione definitiva adottata in merito all’attività prevista nonché i motivi e le considerazioni sulle quali essa è fondata (art. 6).

Nel caso una delle Parti contraenti venga a conoscenza di un significativo impatto transfrontaliero dell’attività proposta, inizialmente non noto ma che avrebbe potuto influire sensibilmente sulla decisione adottata, la Parte in questione ne informa immediatamente

	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 38
---	--	--	------------------

l'altra (o le altre) Parte (i) interessata (e) e, qualora una di esse lo richieda, verranno avviate ulteriori consultazioni per valutare l'eventuale riesame della decisione.

Nel caso particolare del progetto Annamaria, poiché l'opera interesserà due differenti Paesi (Italia e Croazia), entrambi firmatari della convenzione e che risultano essere contemporaneamente sia Parti di origine che Parti colpite, la procedura prevede la redazione di due differenti Studi di Impatto Ambientale ai sensi delle rispettive normative nazionali, ciascuno integrato da un allegato contenente il progetto della parte ricadente nell'altro Paese e la relativa Stima degli Impatti Ambientali, presentati dai richiedenti l'opera alle rispettive Autorità competenti.

1.2.3 Convenzione di Barcellona


La protezione del Mare Mediterraneo contro l'inquinamento è sancita dalla Convenzione di Barcellona, adottata il 16 Febbraio 1976 ed entrata in vigore il 12 Febbraio del 1978 il cui scopo è stato quello di formalizzare il quadro legislativo del Piano di Azione per il Mediterraneo (MAP - Fase I) stipulato a Barcellona nel 1975 e che divenne il primo piano riconosciuto come Programma dei Mari regionali sotto l'egida dell'UNEP (Programma per l'Ambiente delle Nazioni Unite). Tale Piano aveva inizialmente come obiettivi principali l'assistenza agli Stati del Mediterraneo limitatamente alle attività di controllo dell'inquinamento marino, all'attuazione di politiche ambientali, al miglioramento della capacità dei governi, nell'identificare modelli di sviluppo alternativi e ottimizzare le scelte per lo stanziamento delle risorse.

Successivamente la Convenzione, a cui attualmente hanno aderito tutti i 21 Stati del Mediterraneo e l'Unione Europea, è stata modificata durante la conferenza intergovernativa tenutasi a Barcellona il 10 Giugno 1995 e resa pubblica come "*Convenzione per la protezione dell'ambiente marino e della regione costiera del Mediterraneo*", MAP - Fase II (entrata in vigore il 9 Luglio 2004). L'obiettivo di tale ratifica è stato quello di adeguare la Convenzione all'evoluzione della disciplina internazionale in materia di protezione ambientale, impegnando le parti contraenti a promuovere programmi di sviluppo sostenibile.

L'Italia ha ratificato la Convenzione con Legge 11 Gennaio 1979, No. 30 e, successivamente, con la Legge 27 Maggio 1999, No.175 "*Ratifica ed esecuzione dell'Atto finale della Conferenza dei plenipotenziari sulla Convenzione per la protezione del Mar Mediterraneo dall'inquinamento, con relativi protocolli, tenutasi a Barcellona il 9 e 10 Giugno 1995*".

La Convenzione ed i sei protocolli che ha originato costituiscono ciò che è noto come Sistema di Barcellona: il quadro giuridico del MAP, ancora in fase di ratifica. Difatti dei sei protocolli solo due attualmente sono in vigore e pertanto diventati leggi nazionali:

- **Protocollo SPA** (*Specially Protected Areas*) e **Biodiversità** (dal 12 Dicembre 1999) - relativo alle zone particolarmente protette e di diversità biologica nel Mediterraneo;
- **Protocollo Emergenze** (*Prevention and Emergency*) (dal 17 Marzo 2004) - riguardante la Cooperazione nella prevenzione all'inquinamento prodotto da navi, in casi d'emergenza e nella lotta all'inquinamento del Mar Mediterraneo.

	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 39
---	--	--	------------------

Le leggi nazionali precedenti in applicazione dei due protocolli di cui sopra, sono rispettivamente la Legge 979/82 (Disposizioni per la difesa del mare), la Legge 394/91 (Legge quadro aree protette) e la Legge 349/86 (Istituzione del Ministero dell'ambiente e norme in materia di danno ambientale).

Altri due protocolli, di particolare interesse in relazione al progetto proposto, non sono tuttavia in vigore per il mancato raggiungimento del numero necessario di ratifiche:

- **Protocollo Immersione (*Dumping*)** - per la prevenzione e l'eliminazione dell'inquinamento del Mar Mediterraneo derivante da scarichi di imbarcazioni ed aerei o per incenerimento in mare;
- **Protocollo Offshore** - per la Protezione del Mar Mediterraneo contro l'inquinamento derivante dall'esplorazione della piattaforma continentale, del fondo marino e del suo sottosuolo: regola le attività di esplorazione e sfruttamento della piattaforma continentale, del fondo marino e del suo sottosuolo stabilendo le norme a cui fare riferimento per il rilascio di permessi per questo genere di attività.

1.2.4 Convenzione di Londra

La convenzione di Londra del 2 Novembre 1973, successivamente modificata ed emendata dal Protocollo del 1978, può essere considerata il documento internazionale di riferimento per la prevenzione dell'inquinamento da navi (MARPOL 73/78).

La convenzione definisce norme per la progettazione delle navi e delle loro apparecchiature, stabilisce il sistema dei certificati e dei controlli e richiede agli stati di provvedere per le aree di raccolta e per l'eliminazione dei rifiuti oleosi e dei prodotti chimici. Il trattato riguarda tutti gli aspetti tecnici dell'inquinamento ad eccezione dello scarico dei rifiuti nel mare. Si applica a tutte le categorie di navi, ma non all'inquinamento dovuto all'esplorazione e allo sfruttamento delle risorse minerarie del fondo marino.

Questa convenzione è corredata da sei allegati:

- prevenzione dall'inquinamento da sostanze oleose (Allegato I), entrato in vigore il 2 Ottobre 1983 (l'emendamento del 2004 a tale allegato è in vigore dal 1° Gennaio 2007);
- controllo dell'inquinamento da sostanze liquide dannose trasportate alla rinfusa (Allegato II), in vigore dal 6 Aprile 1987 (l'emendamento del 2004 a tale allegato è in vigore dal 1° Gennaio 2007);
- prevenzione dell'inquinamento da sostanze dannose trasportate in mare in colli o in contenitori, cisterne mobili, camion-cisterna, vagoni-cisterna (Allegato III), in vigore dal 1 Luglio 1992;
- prevenzione dell'inquinamento da acque di scarico provenienti da navi (Allegato IV), in vigore dal 27 Settembre 2003 (l'emendamento del 2004 è in vigore dal 1° Agosto 2005);

	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 40
---	--	--	------------------

- prevenzione dell'inquinamento da rifiuti delle navi (Allegato V), in vigore dal 31 Dicembre 1988;
- prevenzione dell'inquinamento atmosferico prodotto ad navi (Allegato VI), in vigore dal 19 Maggio 2005 (ratificato dall'Italia con Legge 6 Febbraio 2006 No. 57: "Adesione al Protocollo del 1997 di emendamento della Convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi del 1973, come modificata dal Protocollo del 1978, con Allegato VI ed Appendici, fatto a Londra il 26 settembre 1997").

La convenzione individua anche una serie di aree speciali, incluso il Mediterraneo, soggette a particolari prescrizioni e limitazioni degli scarichi.

L'Italia ha ratificato e dato esecuzione alla convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi con la Legge 29 Settembre 1980, No. 662 (Marpol 73). Successivamente, con Legge 4 Giugno 1982, No. 438 ha aderito e dato esecuzione ai protocolli relativi alle convenzioni internazionali, e ai rispettivi allegati (Marpol 78).

L'attuazione del regime di prevenzione stabilito dalla convenzione di MARPOL è avvenuto con la Legge 31 Dicembre 1982, No. 979 sulla Difesa del Mare che vieta "a tutte le navi" di versare idrocarburi o altre sostanze nocive nelle acque territoriali o interne del nostro Paese. La stessa legge impone anche alle navi italiane di non scaricare in mare tali sostanze anche al di fuori delle acque territoriali italiane.

Con particolare riferimento al progetto in esame, nell'Annesso V, Allegato I, Norma 21 della Legge 662/80 (requisiti speciali per piattaforme di perforazione ed altre piattaforme), si riporta che le piattaforme di perforazione fisse e galleggianti impegnate nella perforazione e coltivazione delle risorse minerarie presenti al di sotto dei fondali marini e altre tipologie di piattaforme devono rispettare le prescrizioni previste per navi non petroliere con tonnellaggio maggiore o uguale a 400 tonnellate. Per tali tipi di navi, l'Annesso V, Allegato I, Norma 21 – lettera c) ammette lo scarico a mare di idrocarburi o di miscele di idrocarburi all'interno delle aree speciali e per un contenuto di idrocarburi, senza diluizioni, non superiore a 15 ppm.

Nell'Annesso AF, l'Allegato IV (Norme 2 e 8) norma il trattamento delle acque usate e consente lo scarico diretto a mare previa trattamento (triturazione e disinfezione) mediante un dispositivo di trattamento approvato e certificato. Nel caso in esame i reflui civili (w.c., lavandini, docce, cambusa) sono trattati con un impianto di depurazione omologato R.I.N.A prima della scarico a mare e, comunque, rilasciati in mare ad una distanza da terra pari a circa 60 km (quindi al di sopra delle 12 miglia). Lo scarico avviene in conformità a quanto previsto dalla Legge No. 662/1980.

Nell'annesso AH, l'Allegato V norma lo scarico dei rifiuti solidi, in particolare vieta lo scarico dei materiali plastici e disciplina lo smaltimento di tali rifiuti sulla base delle caratteristiche e della zona interessata (fuori zona speciale/dentro zona speciale). Nel caso della piattaforma Annamaria B, essendo localizzata all'interno di una "zona speciale"⁴, i rifiuti alimentari verranno triturati e sminuzzati (in modo tale da poter passare

⁴ Il mar Mediterraneo, il mar Baltico, il mar Rosso ed il mar Nero sono classificati come zone speciali in

	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 41
---	--	--	------------------

attraverso una rete dotata di maglie non superiori a 25 mm, Norma 4-2) e quindi scaricati in mare ad una distanza dalla costa maggiore di 12 miglia (Norma 5 -2b). Conformemente a quanto stabilito dalla convenzione, invece, nessun altro rifiuto verrà scaricato (materiale plastico, materiale galleggiante per rivestimenti ed imballaggi, carta, stracci, metalli, bottiglie, terraglie e scarti simili sia triturati che non, Norma 5-2a).

1.2.5 Protocollo di Kyoto

Nel 1997 è stato siglato il Protocollo di Kyoto, ufficialmente entrato in vigore il 16 Febbraio 2005, che prevede una progressiva limitazione e riduzione delle emissioni in atmosfera dei gas ad effetto serra (anidride carbonica - CO₂, metano - CH₄, protossido di azoto - N₂O, fluorocarburi idrati - HFC, perfluorocarburi - PFC, esafluoruro di zolfo SF₆) da parte dei Paesi firmatari (mediamente del 5% rispetto a quelle del 1990 - anno base) nell'arco temporale 2008-2012.

In particolare, l'Unione Europea si impegna ad una riduzione dell'8%, mediante una serie di interventi nel settore energetico incentivando, tra gli altri, l'utilizzo di combustibili il cui utilizzo genera una minore quantità di anidride carbonica e promuovendo iniziative volte ad elevare l'efficienza energetica.

Per raggiungere gli obiettivi prefissati a livello europeo, la riduzione delle emissioni è stata ripartita tra i diversi paesi europei, assegnando all'Italia un obiettivo di diminuzione del 6,5% entro il 2010 rispetto alle emissioni del 1990 (corrispondenti ad una riduzione effettiva di circa 100 milioni di tonnellate - equivalenti di anidride carbonica).

Il protocollo prevede anche lo scambio (acquisto e vendita) di quote di emissione di questi gas.

Il Parlamento Italiano ha ratificato il Protocollo di Kyoto con la Legge No. 120 del 1 Giugno 2002. In coerenza con l'art. 2, comma 1, della Legge, il Ministero dell'Ambiente ha presentato al CIPE il "Piano d'Azione Nazionale per la Riduzione delle Emissioni dei Gas Serra e l'Aumento del loro Assorbimento al Minor Costo". Da cui la delibera CIPE del 19 Dicembre 2002, No.123: "Revisione delle linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas ad effetto serra", già delibera CIPE No. 137/1998.

Tra le azioni prioritarie che permetteranno di raggiungere l'obiettivo prefissato viene indicato l'aumento di efficienza del sistema elettrico e la riduzione dei consumi energetici nei settori industriale/abituativo/terziario da attuarsi anche attraverso l'aumento della penetrazione di gas naturale negli usi civili e industriali. In tal senso il presente progetto risulta pienamente coerente con gli obiettivi di Kyoto.

Il progetto Annamaria è pertanto pienamente coerente con gli indirizzi e gli strumenti della politica energetica nazionale, in quanto contribuisce a garantire la continuità degli approvvigionamenti di energia e, nel suo intento di favorire l'impiego di fonti combustibili a basse emissioni, contribuisce alla riduzione di emissioni di CO₂ necessaria al

quanto particolarmente vulnerabili dal punto di vista del potenziale inquinamento da scarico di sostanze oleose secondo la convenzione di Marpol.

	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 42
---	--	--	------------------

raggiungimento degli obiettivi di Kyoto (utilizzo preferenziale di metano rispetto a petrolio o carbone).

1.2.6 Norme Europee per il Mercato Interno dell'Energia Elettrica e del Gas

Con le Direttive 2003/54/CE (*“Norme Comuni per il Mercato Interno dell'Energia Elettrica e che abroga la Direttiva 96/92/CE”*), e 2003/55/CE (*“Norme Comuni per il Mercato Interno del Gas Naturale e che abroga la Direttiva 98/30/CE”*), del 26 Giugno 2003, l'Unione Europea ha cercato di accelerare e migliorare i processi di liberalizzazione del mercato in atto, attraverso due differenti ordini di provvedimenti.

Sono state infatti introdotte misure finalizzate ad avviare un processo di liberalizzazione progressiva della domanda, per consentire a tutte le imprese di beneficiare dei vantaggi della concorrenza, a prescindere dalla loro dimensione, al fine di ridurre i prezzi anche per i consumatori domestici e di giungere ad un'effettiva parità delle condizioni praticate in tutti gli stati UE, al fine di creare effettivamente un unico ed integrato mercato comune.

All'interno delle due direttive sono inoltre contenute una serie di misure finalizzate al miglioramento strutturale dei mercati del gas naturale e dell'energia elettrica, con una fondamentale regolazione dell'accesso dei terzi alle infrastrutture stesse, basato su tariffe pubblicate e non discriminatorie e sulla separazione fra i gestori dell'infrastruttura ed gli erogatori dei servizi.

Con particolare riferimento al progetto Annamaria e alle possibili interazioni con il mercato del gas, attualmente in Italia permane in vigore il Decreto Legislativo 23 Maggio 2000, No. 164 che recepisce la Direttiva 98/30/CE, (per dettagli si rimanda al paragrafo 1.3.4) che definisce le finalità della liberalizzazione del mercato interno del gas naturale e le norme sul riordino del settore, in quanto la Direttiva 2003/55/CE non è stata ancora recepita.

A tal proposito, con Legge 18 Aprile 2005, No. 62 art. 16, comma 1, al fine di completare il processo di liberalizzazione del mercato del gas naturale, il Governo era⁵ stato delegato ad adottare, entro un anno dalla data di entrata in vigore di tale legge e con le modalità di cui all'art. 1 della stessa, *“uno o più decreti legislativi per dare attuazione alla Direttiva 2003/55/CE”* e *“per integrare e aggiornare conseguentemente le disposizioni vigenti concernenti tutte le componenti rilevanti del sistema del gas naturale, nel rispetto dei principi e criteri direttivi ivi indicati”* (art. 16).

⁵ La delega è scaduta: per dettagli si rimanda al Paragrafo 1.3.7

	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 43
---	--	--	------------------

1.3 **NORMATIVA NAZIONALE DI SETTORE**

Nel seguito si riportano alcuni strumenti normativi di rilevanza nazionale, selezionati per la loro attinenza con il progetto in esame e, in particolare:

- il Piano Energetico Nazionale (PEN) che dal 1988 ad oggi ha fornito le principali linee guida per la gestione del settore energetico italiano, fissandone gli obiettivi energetici di lungo termine (oltre a diverse leggi successive di attuazione);
- la Conferenza Nazionale per Energia e l'Ambiente che ha definito un nuovo approccio nella politica energetico-ambientale;
- la Carbon Tax che costituisce il principale strumento fiscale italiano per l'incentivazione all'utilizzo di prodotti energetici a basso contenuto di carbonio (gas naturale e petrolio) e, conseguentemente, la cui combustione provoca una minore emissione di gas serra;
- il Decreto Legislativo 164/2000 in attuazione della Direttiva 98/30/CE sulla liberalizzazione del mercato interno del gas naturale (in attesa del recepimento della direttiva 2003/55/CE);
- la Legge Obiettivo (Legge 443/2001) sulle procedure di valutazione e di approvazione dei progetti di infrastrutture e di insediamenti produttivi e la relativa Delibera CIPE No. 121 del 21 Dicembre 2001;
- la Legge 23 Agosto 2004, No. 239 (Legge Marzano o Energia) che prevede il riordino del settore energetico nonché delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia;
- la legge Comunitaria 2004 che riporta le disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità Europea, con particolare riferimento agli aspetti relativi alla politica energetica nazionale.

1.3.1 **Piano Energetico Nazionale**

Il 10 Agosto 1988 è stato approvato il Piano Energetico Nazionale (PEN) che ha fissato gli obiettivi di lungo periodo della politica energetica in Italia, basati principalmente sul risparmio energetico e sulla riduzione della dipendenza energetica dall'estero. Tutti gli strumenti normativi in ambito energetico successivi al 1988 hanno perseguito ed integrato le indicazioni contenute in tale atto.

Nonostante il PEN sia un documento ormai datato ed in attesa di aggiornamento, soprattutto in considerazione dei grandi cambiamenti nel quadro istituzionale e nel mercato economico Italiano, anche per effetto della crescente importanza ed influenza di una comune politica energetica a livello europeo, rimangono tuttavia pienamente attuali gli obiettivi e le priorità energetiche di lungo periodo da esso individuati.

In particolare, il piano individua e promuove i seguenti aspetti:

	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 44
---	--	--	------------------

- competitività del sistema produttivo e sviluppo delle risorse nazionali;
- riduzione della dipendenza dall'estero;
- diversificazione delle fonti e delle provenienze geopolitiche;
- uso razionale dell'energia;
- protezione dell'ambiente e della salute dell'uomo;
- risparmio energetico.

Con particolare riferimento al settore del gas naturale, è indicativo rilevare che uno degli obiettivi strategici del PEN è *“la diversificazione nell'uso delle varie fonti di importazione e la diversificazione geografica e politica delle aree di approvvigionamento, per la riduzione della vulnerabilità del paese di fronte ad una dipendenza energetica dall'estero destinata a rimanere comunque alta”*.

La messa in produzione di un giacimento offshore per l'estrazione di gas naturale è pertanto coerente con gli obiettivi strategici della politica energetica nazionale, in particolare per quanto riguarda:

- un incremento della produzione nazionale di gas e relativo miglioramento del bilancio energetico nazionale con conseguente riduzione della dipendenza energetica dall'estero;
- incentivazione allo sviluppo economico con minori impatti sull'ambiente in quanto l'utilizzo del gas naturale come combustibile comporta minori emissioni specifiche in atmosfera, a parità di energia prodotta;
- un significativo contributo al risparmio energetico data la maggiore efficienza energetica del metano rispetto ai combustibili tradizionali.

In attuazione del PEN, la Legge No. 9 del 9 Gennaio 1991 *“Norme per l'attuazione del Nuovo Piano Energetico Nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, auto produzione e disposizioni fiscali”*, disciplina appunto il settore idroelettrico, geotermico, degli idrocarburi, incentivando l'auto-produzione di energia elettrica e la realizzazione di nuovi elettrodotti.

Con tale legge vengono introdotte una serie di agevolazioni finanziarie per incentivare lo sviluppo di tecnologie, processi e prodotti innovativi a ridotto tenore inquinante e a maggior sicurezza ed efficienza energetica nel settore della lavorazione, trasformazione, raffinazione, vettoriamento e stoccaggio delle materie prime energetiche, allo scopo di promuovere il risparmio energetico e la salvaguardia ambientale. In particolare la legge riporta:

- norme per gli impianti idroelettrici e per gli elettrodotti (Titolo I, articoli 1 e 2);
- norme relative al settore degli idrocarburi e della geotermia, con particolare riferimento a:

	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 45
---	--	--	------------------

- **ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, nel mare territoriale e sulla piattaforma continentale (Titolo II, Capo I, articoli da 3 a 14),**
- ricerca e coltivazione geotermica (Titolo II, Capo II, art. 15),
- nuove norme in materia di lavorazione di oli minerali e autorizzazione di opere minori (Titolo II, Capo III, articoli da 16 a 19),
- norme per gli autoproduttori e per le imprese elettriche degli Enti Locali (Titolo III, articoli da 20 a 24),
- disposizioni fiscali (Titolo IV, articoli da 25 a 32),
- disposizioni finanziarie e finali (Titolo V, articoli da 33 a 35).

In base all'art. 2, Comma 3 della Legge No. 9/91 le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi sono sottoposte all'applicazione della procedura di VIA, mentre negli articoli da 3 a 9 (in modifica alla L. 613/67 e come modificato dal D.Lgs. 625/96) viene disciplinata la concessione dei relativi permessi, per opere in terraferma, nel mare territoriale e sulla piattaforma continentale.

Con riferimento al progetto Annamaria relativo alla messa in produzione di un nuovo giacimento offshore localizzato nell'Adriatico centro-settentrionale, sulla linea mediana tra Italia e Croazia, la disciplina relativa alle concessioni di coltivazione è riportata all'art. 9 della Legge (e nell'art. 3 del DPR 526/94).

In particolare, al comma 1 del suddetto articolo, è stabilito che *“al titolare del permesso che, in seguito alla perforazione di uno o più pozzi, abbia rinvenuto idrocarburi liquidi o gassosi è accordata la concessione di coltivazione se la capacità produttiva dei pozzi e gli altri elementi di valutazione geo-mineraria disponibili giustificano tecnicamente ed economicamente lo sviluppo del giacimento scoperto”*.

Come già previsto all'art. 6, comma 11 per i permessi di ricerca, anche alle concessioni di coltivazione si applica lo stesso criterio di revoca dei permessi qualora sussistano gravi motivi attinenti al pregiudizio di situazioni di particolare valore ambientale o archeologico-monumentale, anche su istanza di pubbliche amministrazioni o di associazioni di cittadini ai sensi dell'art. 2 della Legge 7 Agosto 1990, No. 241.

La Legge stabilisce, inoltre, che l'area della concessione sia tale da consentire *“il razionale sviluppo del giacimento scoperto”* e che *“all'istanza di concessione venga allegato il programma di sviluppo del giacimento stesso”*. Su richiesta dei titolari dei permessi, può essere accordata un'unica concessione di coltivazione su un'area ricadente su due o più permessi adiacenti, quando ciò corrisponda alle esigenze di razionale sviluppo del giacimento scoperto. Per le stesse esigenze, la concessione può estendersi ad aree non coperte da vincolo minerario.

In base all'art. 4, come modificato dall'art. 26, Legge 31 Luglio 2002, No. 179 (Disposizioni in materia ambientale), la prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi risulta vietata solo nelle acque del Golfo di Napoli, del Golfo di Salerno e delle Isole Egadi, fatti salvi i permessi, le autorizzazioni e le concessioni in atto, nonché nelle acque del Golfo di Venezia, nel tratto di mare compreso tra il parallelo passante per la foce del fiume Tagliamento e il parallelo passante per la foce del ramo di Goro del fiume Po.

	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 46
---	--	--	------------------

1.3.2 Conferenza Nazionale per Energia e l'Ambiente

Nel Novembre del 1998 si è tenuta a Roma la “Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente”, che ha costituito un passo importante nella definizione del nuovo approccio alla politica energetico-ambientale.

A partire dalla definizione del PEN, a livello Nazionale si è sviluppato un progressivo approccio di tipo integrato tra aspetti energetici e problematiche ambientali. Si è infatti iniziato ad associare alle finalità prettamente energetiche (sicurezza degli approvvigionamenti, valorizzazione delle risorse nazionali, competitività del settore) anche obiettivi prettamente ambientali quali la salvaguardia dell'ambiente locale e globale, il miglioramento del rendimento anche attraverso la limitazione degli sprechi, la razionalizzazione dell'uso delle risorse.

Un ulteriore importante cambiamento segnato dalla Conferenza riguarda il passaggio da una politica energetica di tipo comando-controllo ad una di tipo partecipativo che favorisce la convergenza degli interessi individuali verso quelli collettivi, necessaria premessa per la sottoscrizione di accordi volontari, settoriali o specifici che costituiscono il principale nuovo strumento della politica energetica attuale. Il “Patto per l'Energia e l'Ambiente”, sottoscritto a Roma durante tale Conferenza, che ha appunto come interlocutori le amministrazioni centrali e locali, le parti sociali, gli operatori e gli utenti, individua le regole e gli obiettivi generali di un costruttivo ed innovativo rapporto tra le parti in sei indirizzi prioritari che inquadrano il percorso attuativo della nuova politica energetica:

- cooperazione internazionale;
- apertura della concorrenza del mercato energetico;
- coesione sociale;
- concertazione;
- competitività, qualità, innovazione e sicurezza;
- informazione e servizi.

In questo contesto, il progetto proposto di realizzare due piattaforme per l'estrazione di gas e delle relative condotte di collegamento risulta pienamente coerente con quanto sancito dalla Conferenza per quanto riguarda il mercato del gas, in quanto contribuisce sia alla maggiore penetrazione del gas naturale come fonte energetica, sia alla diversificazione geografica e politica delle aree di approvvigionamento.

	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 47
---	--	--	------------------

1.3.3 Carbon Tax

La Carbon Tax è uno strumento fiscale introdotto con la Legge Finanziaria del 1999 (Legge 448/1998) che prevede una diversificazione della pressione fiscale sui combustibili fossili in relazione al quantitativo di anidride carbonica equivalente (o dei gas ad effetto serra) emesso durante il processo di combustione.

La logica del nuovo tributo è quella di incentivare l'uso di prodotti energetici a basso contenuto dei gas serra o di emissioni equivalenti di CO₂ (per es. da combustione da metano) rispetto a quelli ad alto contenuto (da combustione del carbone) coerentemente all'impegno sottoscritto dal governo italiano a Kyoto sulla riduzione delle emissioni dei gas serra.

Oltre alla già citata incentivazione all'uso di combustibili che riducano le emissioni dei gas serra, obiettivi della Carbon Tax sono l'incentivazione di iniziative volte ad elevare l'efficienza energetica e l'implementazione delle fonti energetiche rinnovabili.


La Carbon Tax rappresenta un approccio innovativo ed in sintonia con una possibile riforma "verde" dell'intero sistema fiscale. Il nuovo sistema di tassazione stabilisce, infatti, aliquote obiettivo per le accise sugli oli minerali, differenziate a seconda del prodotto energetico e del settore di utilizzo dello stesso (maggiormente penalizzanti per i prodotti a maggior emissione di CO₂ equivalente).

Incentivando in tal modo l'utilizzo del gas metano, la Carbon Tax costituisce uno strumento normativo favorevole allo sviluppo del progetto in esame che si prefigge l'intento di incrementare l'estrazione di gas e il miglioramento delle infrastrutture connesse.

1.3.4 Liberalizzazione Mercato del Gas (D.Lgs. 23 Maggio 2000, No. 164)

Il Decreto Legislativo 23 Maggio 2000, No. 164, "*Attuazione della Direttiva No. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della Legge 17 Maggio 1999, No. 14*" definisce le finalità della liberalizzazione del mercato interno del gas naturale e le norme relative alle fasi di:

- **approvvigionamento (Titolo II, dall'art. 3 all'art. 7);**
- **trasporto** e dispacciamento (Titolo III, dall'art. 8 all'art. 10);
- stoccaggio (Titolo IV, dall' art. 11 all' art. 13);
- distribuzione e vendita (Titolo V, dall'art. 14 all'art. 18);
- norme per la tutela e lo sviluppo della concorrenza (Titolo VI, dall'art. 19 all'art. 21);
- accesso al sistema (Titolo VII, dall'art. 22 all'art. 27);
- organizzazione del settore (Titolo VIII, dall'art. 28 all'art. 32);

 Eni	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 48
---	--	--	------------------

- condizioni di reciprocità (Titolo IX, dall'art. 33 all'art. 35).

Nei limiti delle disposizioni del presente decreto, le attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale, in qualunque sua forma e comunque utilizzato, sono libere mentre rimane in vigore la disciplina vigente per le attività di coltivazione e di stoccaggio di gas naturale.

Con particolare riferimento all'approvvigionamento delle fonti energetiche, il sistema si articola attraverso due filoni: l'importazione del gas naturale, che viene liberalizzata secondo i criteri di seguito indicati, e **la coltivazione, che rimane vincolata a concessione, anche se in un'ottica di incremento ed incentivazione della ricerca di nuove riserve nazionali di gas (art. 4) e dello sfruttamento dei giacimenti marginali (art. 5).**


In particolare, per favorire l'incremento delle risorse nazionali (art. 4), la Legge stabilisce che l'attività di prospezione geofisica condotta da parte dei titolari di permessi di ricerca o di concessioni di coltivazione per idrocarburi è libera e che l'esecuzione di tali rilievi geofisici è soggetta ad autorizzazione da parte del Ministero delle Attività Produttive e delle autorità competenti alla tutela e salvaguardia del territorio e dell'ambiente.

Per quanto riguarda i giacimenti marginali, ovvero i giacimenti il cui sviluppo non è più economicamente vantaggioso e che richiedono l'effettuazione di investimenti addizionali per aumentare le riserve producibili, la Legge autorizza i titolari di concessioni all'interno delle quali siano presenti tali giacimenti a presentare al Ministero delle attività Produttive (attuale Ministero dello Sviluppo Economico) un'istanza per ottenere il riconoscimento di marginalità per detti giacimenti (cfr. Circolare Ministeriale MAP/DGERM/UMNIG del 10 Dicembre 2004, No. 4256 *Giacimenti marginali - Criteri di valutazione e modalità di presentazione delle domande per il riconoscimento della marginalità economica di giacimenti di idrocarburi, in applicazione dell'articolo 5 del decreto legislativo 23 Maggio 2000, No. 164*).

Inoltre l'art. 7 "*Razionalizzazione dell'uso delle infrastrutture minerarie per la coltivazione*" autorizza i titolari di concessioni di coltivazione a realizzare e gestire in comune tutte o parte delle infrastrutture necessarie allo svolgimento delle attività di coltivazione stessa, al fine di razionalizzare ed ottimizzare lo sviluppo e la coltivazione dei rispettivi giacimenti.

Per quanto riguarda gli aspetti finanziari, sono previsti incentivi e agevolazioni per l'attività di prospezione geofisica mirata alla ricerca di nuovi giacimenti e per la coltivazione di giacimenti marginali.

Il D.Lgs definisce inoltre i compiti del Ministero delle Attività Produttive (attuale Ministero dello Sviluppo Economico), fatti salvi i poteri dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e quelli dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato ed i criteri per il rilascio delle autorizzazioni e concessioni da parte di Enti competenti. Una volta ottenute le autorizzazioni è estesa a tutti i soggetti la possibilità di ottenere la dichiarazione di pubblica utilità delle infrastrutture del sistema gas (art. 30). La facoltà della dichiarazione è del MAP, salvo per la distribuzione, che è di competenza regionale.

 Eni	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 49
---	--	--	------------------

1.3.5 Delega al Governo in materia di infrastrutture ed insediamenti produttivi strategici

Con Legge 443/2001 *“Delega al Governo in materia di infrastrutture ed insediamenti produttivi strategici ed altri interventi per il rilancio delle attività produttive”*, nota come "Legge Obiettivo" - dovendo il Governo (art. 1, comma 1 come sostituito dall'art. 13, comma 3 della Legge No. 166/02, e poi modificato dall'art. 4, comma 151, della Legge No. 350/03) individuare infrastrutture pubbliche e private ed insediamenti produttivi strategici di preminente interesse nazionale da realizzare per la modernizzazione e lo sviluppo del Paese – è stata data delega al Governo (art. 1, comma 2) *di emanare entro 12 mesi dall'entrata in vigore della presente legge, uno o più decreti legislativi volti a definire un quadro normativo finalizzato alla celere realizzazione delle infrastrutture e degli insediamenti individuati ai sensi del comma 1, a tal fine riformando le procedure per la valutazione di impatto ambientale (VIA) e l'autorizzazione integrata ambientale, limitatamente alle opere di cui al comma 1... omissis... introducendo un regime speciale in deroga a...omissis..., nel rispetto di determinati principi e criteri direttivi (lettere da a) a o) omissis).*

L'individuazione di tali infrastrutture e degli insediamenti strategici (art.1, comma 1, secondo periodo) avviene attraverso un programma predisposto dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (d'intesa con i Ministeri competenti, le Regioni o le Province autonome interessate, previo parere del CIPE e previa intesa della Conferenza Unificata) da inserire nel documento di programmazione economico-finanziaria, con l'indicazione dei relativi stanziamenti.

In attuazione della Legge 443/2001 era stato emanato il D.Lgs 190/2002 che aveva riformato, nel rispetto della vigente normativa comunitaria in materia, le procedure per la Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) e l'autorizzazione integrata ambientale delle infrastrutture e degli insediamenti individuati nel programma, introducendo un regime speciale anche in parziale deroga alla legge quadro sui lavori pubblici: il Decreto è stato abrogato dall'art 256, (con decorrenza stabilita dall'art. 257) del D.Lgs 163/2006 (Codice Appalti).

Per quanto riguarda il settore energetico, ed in particolare le infrastrutture strategiche nel settore del gas, con la Delibera CIPE No. 121 del 21 Dicembre 2001, è stato approvato il "Primo programma delle Infrastrutture strategiche" che individua come strategici per il Paese lo **sviluppo del settore upstream della ricerca e coltivazione di idrocarburi**.

Per contrastare il calo della produzione nazionale, risulta quindi essere di particolare importanza **la realizzazione di infrastrutture per la coltivazione di idrocarburi in terraferma, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale italiana, per la messa in produzione di nuovi giacimenti, ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti e per ridurre la dipendenza energetica dall'estero** (all. 4, delibera CIPE No. 121/01).

	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 50
---	--	--	------------------

1.3.6 Legge 23 Agosto 2004, No. 239 (Legge Marzano)

Dopo la redazione del Piano Energetico Nazionale e la Conferenza Nazionale per l'Energia e l'Ambiente, la Legge 23 Agosto 2004, No. 239 "*Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia*" ha fornito un ulteriore impulso alla definizione della politica energetica italiana avviando un complessivo rinnovo della gestione del settore dell'energia.

Tale riforma modifica il quadro normativo di riferimento, fino ad allora definito dai decreti di recepimento delle direttive comunitarie sull'apertura dei mercati (D.Lgs. No. 79/1999 per l'energia elettrica e D.Lgs. No. 164/2000 per il gas) ed introduce i principi di sussidiarietà, differenziazione, adeguatezza e leale collaborazione tra Stato, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, le Regioni e gli Enti Locali.

In particolare, le principali linee di intervento previste sono:

- la ripartizione delle competenze dello Stato e delle Regioni, in relazione alle modifiche introdotte dalla riforma del Titolo V della Costituzione, con l'indicazione dei principi fondamentali per la legislazione regionale nel settore;
- il completamento della liberalizzazione dei mercati energetici, al fine di promuovere la concorrenza e ridurre i prezzi;
- l'incremento dell'efficienza del mercato interno, attraverso procedure di semplificazione e interventi di riorganizzazione del settore;
- l'aumento della diversificazione delle fonti energetiche, anche a tutela della sicurezza degli approvvigionamenti e dell'ambiente.

Con riferimento al progetto Annamaria proposto, nel seguito sono riportati alcuni degli obiettivi della Legge (costituita da un unico articolo con 121 commi), così come indicati al *Comma 3* (Obiettivi generali di politica energetica del Paese) della Legge stessa:

- *lettera a)* garantire sicurezza, flessibilità e continuità degli approvvigionamenti di energia, in quantità commisurata alle esigenze, diversificando le fonti energetiche primarie, le zone geografiche di provenienza e le modalità di trasporto;
- *lettera e)* perseguire il miglioramento della sostenibilità ambientale dell'energia, anche in termini di uso razionale delle risorse territoriali, di tutela della salute e di rispetto degli impegni assunti a livello internazionale, in particolare in termini di emissioni di gas ad effetto serra e di incremento dell'uso delle fonti energetiche rinnovabili assicurando il ricorso equilibrato a ciascuna di esse (omissis...);
- ***lettera g)* valorizzare le risorse nazionali di idrocarburi, favorendone la prospezione e l'utilizzo con modalità compatibili con l'ambiente;**
- *lettera m)* salvaguardare le attività produttive con caratteristiche di prelievo costanti e alto fattore di utilizzazione dell'energia elettrica, sensibili al costo dell'energia.

	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 51
---	--	--	------------------

Nel seguito del Paragrafo vengono integralmente riportati i commi che contengono indicazioni aventi specifico riferimento alle attività di ricerca e coltivazione degli idrocarburi:


- *comma 2: Le attività del settore energetico sono così disciplinate:*
 - *lettera c)* le attività di distribuzione di energia elettrica e gas naturale a rete, di esplorazione, coltivazione, stoccaggio sotterraneo di idrocarburi, nonché di trasmissione e dispacciamento di energia elettrica sono attribuite in concessione secondo le disposizioni di legge,
- *comma 7:* Sono esercitati dallo Stato, anche avvalendosi dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, i seguenti compiti e funzioni amministrativi:
 - **lettera l) l'utilizzazione del pubblico demanio marittimo e di zone del mare territoriale per finalità di approvvigionamento di fonti di energia,**
 - *lettera n)* le determinazioni inerenti la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, ivi comprese le funzioni di polizia mineraria, sono adottate, per la terraferma, di intesa con le regioni interessate;
- *comma 62)* Il Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministero dell'Interno, con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e con il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, promuove, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica, uno o più accordi di programma con gli operatori interessati, gli istituti di ricerca e le regioni interessate, per l'utilizzo degli idrocarburi liquidi derivati dal metano;
- ***comma 77)*** il permesso di ricerca e la concessione di coltivazione degli idrocarburi in terraferma costituiscono titolo per la costruzione degli impianti e delle opere necessari, degli interventi di modifica, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili all'esercizio, che sono dichiarati di pubblica utilità. Essi sostituiscono, ad ogni effetto, autorizzazioni, permessi, concessioni ed atti di assenso comunque denominati, previsti dalle norme vigenti, fatto salvo quanto disposto dal Decreto Legislativo 25 Novembre 1996, No. 624;
- ***comma 78)*** il permesso e la concessione di cui al comma 77 sono rilasciati a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano le amministrazioni statali, regionali e locali interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità di cui alla legge 7 Agosto 1990, No. 241;
- ***comma 79)*** la procedura di valutazione di impatto ambientale, ove richiesta dalle norme vigenti, **si conclude entro il termine** di tre mesi per le attività in terraferma ed entro il termine **di quattro mesi per le attività in mare e costituisce parte integrante e condizione necessaria del procedimento autorizzativo. Decorso tale termine, l'amministrazione competente in materia di valutazione di impatto ambientale si esprime nell'ambito della conferenza di servizi convocata ai sensi della Legge 7 Agosto 1990, No. 241;**

	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 52
---	--	--	------------------

- **comma 81)** nel caso di concessioni di coltivazione, l'istruttoria si conclude entro il termine di sei mesi dalla data di presentazione dello studio di impatto ambientale alle amministrazioni competenti;
- **comma 82)** gli atti di cui al comma 77 indicano le prescrizioni e gli obblighi di informativa posti a carico del richiedente per garantire la tutela ambientale e dei beni culturali. Qualora le opere di cui al comma 77 comportino variazioni degli strumenti urbanistici, il rilascio del permesso o della concessione di cui al medesimo comma 77 ha effetto di variante urbanistica;
- **comma 112)** rimangono a carico dello Stato le spese relative alle attività svolte dall'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e la geotermia per la prevenzione e l'accertamento degli infortuni e la tutela dell'igiene del lavoro negli impianti e nelle lavorazioni soggetti alle norme di polizia mineraria, nonché per i controlli di produzione e per la tutela dei giacimenti.

In sintesi, i principali impatti della legge sulle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi in Italia sono:

- la conferma del regime giuridico di concessione per le attività di esplorazione e produzione (E&P) di idrocarburi;
- la valorizzazione delle risorse nazionali di idrocarburi, favorendone la prospezione e l'utilizzo con modalità compatibili con l'ambiente;
- la conferma della **competenza esclusiva dello Stato per le attività offshore**, mentre per la terraferma i compiti e le funzioni amministrative sono esercitati dallo Stato di intesa con le Regioni;
- l'introduzione di un nuovo sistema procedurale semplificato per le istanze di permesso di ricerca e di concessione di coltivazione di idrocarburi che prevede:
 - un procedimento unico,
 - la conferenza di servizi,
 - limiti di tempo per il rilascio del giudizio di compatibilità ambientale (3 mesi per le attività on-shore e 4 per quelle offshore) e per la conclusione dell'istruttoria per il rilascio di permessi e concessioni (6 mesi dalla presentazione del SIA),
 - il permesso e la concessione costituiscono titolo per la costruzione degli impianti e delle opere necessari (pubblica utilità) e sostituiscono, ad ogni effetto, autorizzazioni, permessi, concessioni ed atti di assenso. Hanno effetto di variante urbanistica (per i progetti on-shore);
- l'aggiornamento della normativa per la determinazione delle royalties (aliquote di prodotto) sulla produzione di idrocarburi, anche in coerenza con l'entrata in vigore del Decreto Letta;
- l'introduzione della delega al Governo per l'adozione di Testi Unici in materia di energia, con il riordino della legislazione vigente in materia.

	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 53
---	--	--	------------------

1.3.7 Legge Comunitaria 2004 (Legge 18 Aprile 2005, No. 62)

La Legge No. 62 del 18 Aprile 2005 o Legge Comunitaria 2004 riporta le "*Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità Europee*".

In particolare, con l'art. 16, comma 1, al fine di completare il processo di liberalizzazione del mercato del gas naturale, era stata data delega al Governo di adottare entro un anno dall'entrata in vigore della presente legge uno o più Decreti Legislativi in attuazione **della Direttiva 2003/55/CE** del 26 Giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale (e che ha abrogato la Direttiva 98/30/CE), e per integrare e aggiornare le disposizioni vigenti su tutte le componenti di rilievo del sistema del gas naturale.

Con riferimento al progetto proposto, di particolare rilevanza risultano i criteri relativi all'accrescimento della sicurezza degli approvvigionamenti attraverso la promozione, la realizzazione di nuove infrastrutture di approvvigionamento, il potenziamento di quelle esistenti, anche mediante la semplificazione dei procedimenti autorizzativi e la diversificazione delle fonti di approvvigionamento.

Inoltre, al fine di garantire un adeguato livello di sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale, in base all'art. 17, comma 1, il Governo era stato delegato entro un anno dall'entrata in vigore della Legge comunitaria 2004 ad adottare uno o più Decreti Legislativi in attuazione della **Direttiva 2004/67/CE** del 26 Aprile 2004 concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale, nel rispetto di alcuni principi e criteri direttivi tra i quali lo stabilire norme per la sicurezza degli approvvigionamenti trasparenti e non discriminatorie, cui devono conformarsi i soggetti operanti nel sistema nazionale del gas, specificandone ruoli e responsabilità.

Poichè entrambe le deleghe sono scadute, in data 28 Giugno 2006 **i Ministri dello Sviluppo Economico e per le Politiche Europee (di concerto con altri ministri) hanno presentato al Senato un disegno di legge (Disegno di legge No. 691) per riconferire la Delega al Governo per completare la liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale e per incentivare il rilancio del risparmio energetico e delle fonti rinnovabili, in attuazione delle direttive comunitarie 2003/54/CE, 2003/55/CE e 2004/67/CE.**

	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 54
---	--	--	------------------

1.4 VERIFICA DELLA COERENZA CON GLI STRUMENTI NORMATIVI VIGENTI

Il progetto Annamaria che prevede la messa in produzione di un nuovo giacimento a gas offshore localizzato nell'Adriatico centro-settentrionale, sulla linea mediana tra Italia e Croazia, risulta pienamente coerente con i contenuti della normativa vigente e, in particolare:

- con i provvedimenti di carattere puramente energetico, in quanto il progetto contribuirebbe alla riduzione della dipendenza dell'Italia dagli approvvigionamenti provenienti dall'estero;
- con i provvedimenti di tipo ambientale mirati alla riduzione dell'emissione di gas serra in atmosfera in quanto lo sfruttamento del giacimento Annamaria costituirebbe un incentivo all'utilizzo del gas naturale come fonte preferenziale di energia con conseguente riduzione delle emissioni di CO₂ in accordo agli obiettivi di Kyoto.

Sebbene non richiesto dalla normativa internazionale, il progetto di sviluppo della Piattaforma italiana Annamaria B si avvale dell'opzione "Scarico Zero", destinando a trasporto e appropriato smaltimento finale a terra ogni rifiuto prodotto durante l'attività e, pertanto, garantendo un impatto nullo sulla qualità delle acque marine e sui sedimenti nell'intorno del sito.

Inoltre, in coerenza con quanto previsto dalla Convenzione di Espoo e nell'ottica di trattare gli effetti ambientali di un progetto su vasta scala e non in modo circoscritto all'area interessata dalle operazioni, i potenziali impatti riconducibili al progetto Annamaria verranno analizzati nella loro complessità (Piattaforma Annamaria B ed Annamaria A), sia per i possibili effetti sul territorio italiano, sia per quelli sulla parte croata (Progetto Integrato).

	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 55
---	--	--	------------------

1.5 LA POLITICA AMBIENTALE DI ENI S.P.A. - DIVISIONE E&P

Nei paragrafi seguenti viene riportata una sintesi della documentazione che dimostra il costante impegno di Eni E&P ed in particolare della sua Unità operante in Italia, di seguito denominata UGIT, nei confronti delle problematiche ambientali e, in particolare:

- una descrizione del Sistema di Gestione Ambientale (SGA) adottato da Eni – Divisione E&P - Unità Geografica Italia (UGIT);
- una copia della Certificazione ISO 14001 (UGIT).

1.5.1 Sistema di Gestione Integrato HSE (Salute, Sicurezza, Ambiente e Incolumità Pubblica)

ENI Divisione Exploration & Production (E&P) ha definito gli standard e le procedure specifiche per la conduzione delle operazioni.

In un quadro normativo in continua evoluzione e sempre più complesso, le compagnie petrolifere hanno sviluppato un proprio Sistema di Gestione Ambientale, ritenendo la difesa dell'ambiente come una delle priorità nello sviluppo dei nuovi progetti.


Il Sistema di Gestione Ambientale assicura che tutte le attività sviluppate dalla Società siano eseguite nel pieno rispetto dell'ambiente e con la consapevole partecipazione di ogni singolo dipendente.

L'ENI Divisione E&P già a partire dal 1972 ha adottato standard e specifiche procedure sulle tematiche ambientali. Ciò ha condotto, progressivamente, a delineare negli anni un sistema di gestione degli aspetti ambientali in qualche modo "implicito", sebbene non ancora definito. Dal gennaio 1998, è stato sviluppato un progetto di certificazione, mirato ad integrare il sopra citato sistema di gestione ambientale "implicito", sottoposto alla verifica esterna del RINA (Registro Italiano Navale) in accordo con lo standard internazionale ISO 14001.

In particolare, UGIT si è uniformata in tutte le proprie attività a quanto stabilito nella Direttiva di Divisione E&P "Organizzazione del Sistema di Gestione Integrato Salute, Sicurezza, Ambiente, Incolumità pubblica" del 2004.

In particolare, il Sistema di Gestione Integrato per la Salute (H), Sicurezza (S), Ambiente (E), Incolumità pubblica, Qualità e Radioprotezione (di seguito indicato come HSE) di UGIT si fonda sui criteri dei modelli assunti come riferimento, ovvero:

- UNI EN ISO 14001: 2004 – "Sistemi di Gestione Ambientale – Requisiti e guida per l'uso";
- UNI EN ISO 9001:2000 – "Sistemi di Gestione per la Qualità – Requisiti";
- OHSAS 18001:1999 – "Sistemi di gestione della salute e sicurezza dei lavoratori – Specifiche";
- SA 8000 – "*Social Accountability*";

	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 56
---	--	--	------------------

- OGP report no 6.88/307 – June 2000 – “Strategic Health Management – Principles and guidelines for the oil & gas industry”;
- ICPR 60 1990 *Recommendations of the International Commission in Radiation protection* Annals of the ICRP, Vol.21, No. 1-3 (1991).

Nel 2004 UGIT ha emesso il Manuale del Sistema di Gestione Integrato HSE, redatto allo scopo di fornire la documentata evidenza dei principi che ispirano l'applicazione del Sistema di Gestione Integrato HSE (documento revisionato nell'Agosto 2005).

Tale documento delinea la struttura del Sistema e costituisce il riferimento per la sua implementazione ed il suo mantenimento. Il documento, si applica a tutte le attività del macroprocesso upstream svolte direttamente o per conto di UGIT qui di seguito sintetizzate:

- Progetto di nuova iniziativa;
- Esplorazione;
- Sviluppo;
- Produzione;
- Decommissioning, Ripristino e Rilascio dell'area.

Di seguito si fornisce la dichiarazione di intenti del Sistema di Gestione Integrato HSE sottoscritta da UGIT.



MANIFESTO DELLA POLITICA INTEGRATA HSE

L'Unità Geografica Italia (in forma abbreviata UGIT), sviluppando le attività caratteristiche della missione della Divisione E&P di Eni S.p.A., persegue l'eccellenza e promuove:

- * *il progresso e il benessere della collettività;*
- * *la salvaguardia e la protezione dell'ambiente, la tutela dell'incolumità pubblica, della salute e della sicurezza dei lavoratori e delle comunità locali;*
- * *i principi e i valori della sostenibilità ambientale;*
- * *il miglioramento continuo della qualità nei processi, servizi e prodotti delle proprie attività e operazioni.*

Pertanto si impegna a:

- *perseguire il miglioramento continuo dei risultati, traducendo in progetti e azioni operative i requisiti stabiliti dai modelli di riferimento del Sistema di Gestione Integrato per la salute, la sicurezza, l'ambiente, l'incolumità pubblica, la qualità e la radioprotezione (HSE);*
- *responsabilizzare la linea organizzativa e promuovere il massimo coinvolgimento delle proprie risorse umane e dei contrattisti nella gestione HSE;*
- *agire nel totale rispetto delle norme e delle leggi vigenti in campo nazionale e locale, nonché delle Linee Guida e del Modello di Sistema di Gestione della Società e degli altri standard aziendali e collaborare, quando richiesto, con le Autorità competenti nell'elaborazione di linee guida e norme tecniche in materia HSE;*
- *valutare e controllare rischi ed effetti delle proprie attività e di quelle sulle quali essa può esercitare un'influenza, adottando i principi, gli standard e le pratiche operative più avanzate e assicurando le condizioni di lavoro più salubri e sicure possibili;*
- *mettere in atto tutte le necessarie misure di prevenzione, di protezione, di non discriminazione nonché di attenuazione degli impatti delle attività;*
- *ricercare e attuare il miglioramento continuo di prodotti e processi, in coerenza con gli obiettivi e le priorità strategiche, orientando la ricerca e l'innovazione tecnologica alla riduzione dei rischi e degli impatti, adottando criteri avanzati di salvaguardia ambientale e di valorizzazione della biodiversità, di promozione e protezione della salute e sicurezza dei lavoratori e delle comunità nonché di efficienza energetica;*
- *sviluppare, mantenere e diffondere competenza e know-how, anche attraverso informazione/formazione e addestramento dei dipendenti;*
- *verificare e revisionare periodicamente gli impegni sopra elencati e il Sistema di Gestione Integrato HSE nell'ottica del miglioramento continuo, assicurando adeguate informazioni di feedback alle parti interessate.*

Unità Geografica Italia

Il Responsabile

Ing. Roberto Dal'Orto



1.5.2 Certificazione ISO 14001

Nella Figura seguente è riportata una copia della Certificazione ambientale ISO 14001 ottenuta da Eni E&P che attesta come la Divisione sia in possesso di un sistema di gestione ambientale che rispetta i requisiti dettati dalla normativa ISO.



RINA
www.rina.org

CISQ is a member of



THE INTERNATIONAL CERTIFICATION NETWORK
www.iqnet-certification.com

IQNet, the association of the world's class certification bodies, is the largest provider of management System Certification in the world. IQNet is composed of more than 100 member bodies and counts over 150 subsidiaries all over the globe.

CERTIFICATO N. EMS-909/S
CERTIFICATE No

SI CERTIFICA CHE IL SISTEMA DI GESTIONE AMBIENTALE DI
IT IS HEREBY CERTIFIED THAT THE ENVIRONMENTAL MANAGEMENT SYSTEM OF

ENI S.P.A.
DIVISIONE EXPLORATION AND PRODUCTION - UNITA' GEOGRAFICA ITALIA

VIA DEL MARCHESATO 13 48023 MARINA DI RAVENNA (RA) Italy

NELLE SEGUENTI UNITÀ OPERATIVE / *IN THE FOLLOWING OPERATIONAL UNITS*

ENI S.P.A. DIVISIONE EXPLORATION AND PRODUCTION - UNITA' GEOGRAFICA ITALIA
VIA DEL MARCHESATO 13 48023 MARINA DI RAVENNA RA ITALIA
DISTRETTI E SITI OPERATIVI IN ITALIA COME DA ELENCO ALLEGATO AL
PRESENTE CERTIFICATO.
OPERATIONAL DISTRICTS AND SITES IN ITALY AS LISTED IN THE ENCLOSURE
TO THIS CERTIFICATE

È CONFORME ALLA NORMA
IS IN COMPLIANCE WITH THE STANDARD

ISO 14001:2004

PER I SEGUENTI CAMPI DI ATTIVITÀ / *FOR THE FOLLOWING FIELD(S) OF ACTIVITIES*

ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI, GENERAZIONE ENERGIA ELETTRICA, PRODUZIONE DI FLUIDI
GEOTERMICI (ACQUA CALDA)

*HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION, ELECTRIC POWER GENERATION, GEOTHERMAL FLUID
PRODUCTION (HOT WATER)*

L'uso e la validità del presente certificato sono soggetti al rispetto del documento RINA: Regolamento per la Certificazione di Sistemi di Gestione Ambientale
The use and the validity of this certificate are subject to compliance with the RINA document: Rules for the Certification of Environmental Management Systems

Prima emissione <i>First Issue</i>	16.12.2004	Dott. Ing. Domenico Andreis (Direttore Certificazione e Servizi Industriali)
Emissione corrente <i>Current Issue</i>	05.08.2005	



ACCREDITAMENTO ORGANISMI DI CERTIFICAZIONE E SPERIMENTAZIONE

SGQ N° 002A - SGA N° 002D
FRD N° 002B - PRS N° 006C
SCR N° 003F - SSI N° 001G

Membro degli Accordi di Mutuo
Riconoscimento EA e IAF
Signatory of EA and IAF Mutual
Recognition Agreements

RINA SpA
Via Corsica 12 - 16128 Genova Italy

Per informazioni sulla validità del certificato, visitare il sito
www.rina.org

For information concerning validity of the certificate, you can visit the site
www.rina.org




CISQ è la Federazione Italiana di Organismi di Certificazione di sistemi di gestione aziendale

CISQ is the Italian Federation of management system Certification Bodies



www.cisq.com

La validità del presente certificato è subordinata a sorveglianza periodica annuale /
semestrale ed al riesame completo del sistema di gestione con periodicità triennale
*The validity of this certificate is dependent on an annual / six monthly audit and on a
complete review, every three years, of the management system*

	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.1 Pag. 59
---	--	--	------------------

RIFERIMENTI

Assomineraria, 2006 “Assomineraria, Notizie Gennaio 2006”
http://www.assomineraria.org/news/view.php?news_pk=2550

Autorità per l’Energia e il Gas (AEEG), 2006 “Il problema dell’emergenza gas 2006 in Italia: fatti principali” (sito web <http://www.autorita.energia.it/gas/emergas06.htm>)

Autorità per l’Energia Elettrica ed il Gas, 2006, “Relazione Annuale sullo Stato dei Servizi e sull’Attività Svolta – 31 Marzo 2006”, Web Site: <http://www.autorita.energia.it/>

Autorità per l’Energia Elettrica ed il Gas, 2005, “Relazione Annuale sullo Stato dei Servizi e sull’Attività Svolta – Anno 2005”, Web Site: <http://www.autorita.energia.it/>

Energy Information Administration (EIA) - Official Energy Statistics from the U.S. Government), 2006. “International Energy Outlook (IEO) 2006” (sito web http://www.autorita.energia.it/relaz_ann/index.htm)

Eurogas, 2005 “Annual Report, 2004-2005” (sito web www.eurogas.org)

Eurogas, 2006a “Annual Report, 2005-2006” (sito web www.eurogas.org)

Eurogas, 2006b, “Natural Gas Consumption in EU25 in 2005”

“Oil & Gas Journal”, Gennaio 2005

“Oil & Gas Industry Forecast, 2005”

Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia (UNMIG), 2005 “Attività di Ricerca e Coltivazione di Idrocarburi, Rapporto Annuale 2004”

Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia (UNMIG), 2006 “Attività di Ricerca e Coltivazione di Idrocarburi, Rapporto Annuale 2005”

U.S. Geological Survey (USGS), 2000 “World Petroleum Assessment 2000”

Snam Rete Gas, 2006, “Bilancio 2005”

SITI WEB

<http://www.marina.difesa.it/> consultato nel Maggio 2006

http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/nat_gas.html consultato nel Febbraio 2005