

INDICE

2	QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO.....	4
2.1	PREMESSA.....	4
2.2	SETTORE ENERGETICO ITALIANO.....	5
2.2.1	Mercato degli idrocarburi – Situazione Mondiale	6
2.2.2	Mercato degli Idrocarburi - Situazione Europea	11
2.2.3	Mercato degli Idrocarburi - Situazione Italiana	16
2.3	NORMATIVA INTERNAZIONALE DI SETTORE	30
2.3.1	Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare	30
2.3.2	Convenzione di Barcellona	32
2.3.3	Convenzione di Londra.....	33
2.3.4	Protocollo di Kyoto.....	35
2.4	NORMATIVA EUROPEA DI SETTORE.....	36
2.4.1	Tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori nelle industrie estrattive.....	36
2.4.2	Norma Europee per il mercato interno del gas - Direttiva 2003/55/CE	36
2.5	NORMATIVA NAZIONALE DI SETTORE.....	37
2.5.1	Piano Energetico Nazionale	37
2.5.2	Conferenza Nazionale per l’Energia e l’Ambiente.....	39
2.5.3	Carbon Tax	40
2.5.4	Delega al Governo in materia di infrastrutture ed insediamenti produttivi strategici	40
2.5.5	Legge 23 Agosto 2004, No. 239 (Legge Marzano)	41
2.5.6	Legge No. 99 del 23 Luglio 2009.....	43
2.6	VERIFICA DELLA COERENZA CON GLI STRUMENTI NORMATIVI VIGENTI.....	44
2.7	LA POLITICA AMBIENTALE DI ENI S.P.A. – DIVISIONE E&P.....	45
2.7.1	Sistema di Gestione Integrato HSE (Salute, Sicurezza, Ambiente e Incolumità Pubblica).....	46
2.7.2	Certificazione ISO 14001.....	48

INDICE DELLE FIGURE

Figura 2-1: consumo mondiale di gas naturale, proiezione anni 1980 – 2030,	7
Figura 2-2: consumo di gas naturale in Nord America per nazione e settore,	8
Figura 2-3: consumo di gas naturale nei paesi asiatici membri dell'OECD	8
Figura 2-4: consumo di gas naturale nei paesi europei e eurasiatici non membri dell'OECD,	9
Figura 2-5: consumo di gas naturale nei paesi asiatici non membri dell'OECD,	9
Figura 2-6: riserve mondiali di gas naturale per regioni geografiche al 1 Gennaio 2009	11
Figura 2-7: analisi delle fonti di approvvigionamento nei paesi EU27 nel 2008 (Eurogas, 2009)	12
Figura 2-8: domanda di gas per settori (2006 – 2007) (Fonte: Eurogas, annual report 2007/2008)	13
Figura 2-9: consumo di energia primaria nel 2008 nei Paesi EU27 (Eurogas, 2009).....	15
Figura 2-10: previsioni sull'andamento della domanda di gas nei paesi EU27 (Eurogas, 2007)	15
Figura 2-11: previsioni sull'andamento della domanda di gas naturale in MTOE (Milioni di Tonnellate di Olio Equivalente) per settore nei paesi EU27 (Eurogas, 2007)	16
Figura 2-12: numero di pozzi perforati dal 1988 al 2008 (UNMIG, 2008)	21
Figura 2-13: metri perforati dal 1987 al 2008 (UNMIG, 2008)	21
Figura 2-14: produzione del gas negli anni 1988 - 2008 (UNMIG, 2008)	23
Figura 2-15: produzione di gas naturale per Regione/Zona marina:.....	24
Figura 2-16: produzione di gas naturale per Regione/Zona marina	25
Figura 2-17: riserve di gas (Milioni di Sm ³) al 31/12/2008 (UNMIG, 2008)	25
Figura 2-18: riserve di gas recuperabili per Regione/Zona Marina al 31/12/2008 (UNMIG, 2008).....	26
Figura 2-19: importazioni di gas nel 2008 in base alla nazione di provenienza (AEEG, 2009).....	29
Figura 2-20: struttura documentale del SGI di DIME	47

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 2-1: consumi di energia primaria in MTOE (Milioni di Tonnellate di Olio Equivalente) nei paesi membri di Eurogas e EU27 nel 2008 (Eurogas, 2009)	14
Tabella 2-2: bilancio dell'Energia nel 2007 e 2008 espressa in milioni di tonnellate di petrolio equivalente (Mtep) (AEEG, 2009).....	17
Tabella 2-3: principali caratteristiche della zona marina G (aggiornamento gennaio 2010).....	19
Tabella 2-4: dati delle Attività di Perforazione – serie storica 1988 - 2008(UNMIG, 2008)	20
Tabella 2-5: serie storica della produzione di gas (UNMIG, 2008)	22
Tabella 2-6: quantitativi disponibili in rete (Gm ³) (Snam Rete Gas, 2009)	27
Tabella 2-7: bilancio del Gas Naturale dal 1997 al 2008 (Gm ³) (AEEG, 2009)	29

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 4 di 48</p>
---	--	-----------------------

2 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO

2.1 PREMESSA

Il presente capitolo costituisce il Quadro di Riferimento Programmatico dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) del progetto "Offshore Ibleo" che sarà realizzato da eni divisione e&p.

Il Progetto "Offshore Ibleo" prevede lo sviluppo integrato dei Campi Gas Panda, Argo e Cassiopea e l'esecuzione di due Pozzi esplorativi denominati Centauro 1 e Gemini 1, che saranno ubicati nel Canale di Sicilia, nell'offshore al largo del Comune di Licata (AG).

Complessivamente, il Progetto "Offshore Ibleo" prevede le seguenti attività:

- **Attività di coltivazione:** sviluppo integrato dei Campi Gas Panda, Argo e Cassiopea, situati a circa 30 km da Licata (AG) ubicati rispettivamente all'interno delle Istanze di Concessione denominate:
 - Istanza di Concessione di coltivazione "**d2G.C.-AG**", che occupa una superficie di 142,6 km², da cui si evidenzia che l'area richiesta in concessione risulta ubicata nell'ambito del Permesso di Ricerca "G.R14.AG"; in cui ricade il Campo Gas Panda;
 - Istanza di Concessione di coltivazione "**d3G.C.-AG**", che occupa una superficie di 145,6 km², da cui si evidenzia che l'area richiesta in concessione risulta ubicata nell'ambito dei Permessi di Ricerca "G.R13.AG" e "G.R14.AG", in cui ricadono i Campi Gas Argo e Cassiopea;
- **Attività di esplorazione:** esecuzione di due Pozzi esplorativi denominati Centauro 1 e Gemini 1 all'interno dell'Istanza di Concessione di Coltivazione "**d3G.C.-AG**". nell'ambito del Permesso di Ricerca "G.R13.AG", rispettivamente a circa 25 km e 28 km di distanza dalla costa italiana;

Il Progetto prevede inoltre una minima parte di attività onshore, da realizzarsi nel territorio del Comune di Gela, all'interno di un'area di circa 2.500 m² individuata all'interno della già esistente area relativa al Progetto Green Stream.

Il "Quadro di Riferimento Programmatico", sviluppato ai sensi dell'Allegato V del D. Lgs. 152/06 come modificato dall'Allegato VII del D.Lgs. 4/08, ha la funzione di strumento di controllo e di verifica della compatibilità tra le indicazioni normative relative alla legislazione vigente e le indicazioni e le soluzioni prospettate dal progetto delle opere da realizzare, evidenziando eventuali rapporti di coerenza tra il progetto stesso e l'attuale situazione energetica italiana.

Relativamente alle attività onshore, che prevedono la realizzazione di un misuratore fiscale del gas e l'installazione temporanea delle apparecchiature necessarie a garantire le operazioni di "pigging" della sealine di trasporto, la verifica della compatibilità tra le attività in progetto e le indicazioni normative e gli strumenti di pianificazione e programmazione territoriale vigenti sarà approfondita nella Valutazione di Incidenza Ambientale (VINCA) allegata al presente SIA.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 5 di 48</p>
---	--	-----------------------

In particolare, il presente capitolo è così strutturato:

- Paragrafo 2.2: Settore Energetico Italiano;
- Paragrafo 2.3: Normativa Internazionale di settore;
- Paragrafo 2.4: Normativa Europea di settore;
- Paragrafo 2.5: Normativa Nazionale di settore;
- Paragrafo 2.6: Verifica della coerenza con gli strumenti normativi vigenti;
- Paragrafo 2.7: La Politica Ambientale di eni s.p.a. – divisione e&p.

2.2 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 10 Agosto 1988.

Negli ultimi anni si è registrata una progressiva riduzione dei consumi di petrolio e, quindi, delle sue 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. I dati sul consumo e sulla produzione del gas naturale in Italia sono desunti dalla "*Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*", redatta dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas nel Luglio 2009.

Gradualmente il gas naturale ha acquisito un ruolo di sempre maggiore rilevanza nel bilancio energetico nazionale: i consumi di gas sono passati dai 55 Gm³ (miliardi di metri cubi) del 1997 agli 82,8 Gm³ del 2008 (quota pari a circa il 35% della domanda complessiva di fonti primarie). Secondo le stime attuali, nel 2030 il consumo nazionale di gas raggiungerà valori pari a circa 114,3 Gm³.

La produzione nazionale, a fronte di un trend crescente dei consumi di gas naturale, ha continuato, come ormai da molti anni, a ridursi, passando da 9,7 Gm³ nel 2007 a 9,3 Gm³ nel 2008. Conseguentemente, le importazioni dall'estero sono cresciute del 3,9%, passando da 73,9 Gm³ nel 2007 (anno in cui erano stati utilizzati peraltro circa 1,3 Gm³ di gas proveniente dagli stoccaggi) a 76,9 Gm³ nel 2008 (di cui circa 1,5 Gm³ immagazzinati negli stoccaggi).

Anche dal confronto con le altre fonti primarie, secondo stime previsionali del 2005, si prospetta un continuo declino del petrolio a vantaggio del gas, che a partire dal 2015 è destinato a diventare la

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 6 di 48</p>
---	--	-----------------------

principale fonte energetica: la quota attuale di circa il 35% 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. Attualmente il primato di volumi di gas importati in Italia spetta all'Algeria, da cui proviene il 33,8% del gas totale importato e le stime, secondo fonti ministeriali aggiornate al 2005, prevedono che l'importazione tenderà a passare dall'87,5% del 2006 ad oltre il 90% del 2020.

Con riferimento ai settori di utilizzo, la forte richiesta per la generazione di energia elettrica degli ultimi anni ha contribuito in modo significativo all'incremento dei consumi di gas, grazie all'elevata efficienza delle centrali a gas a ciclo combinato e al minor impatto ambientale.

Nel lungo termine la domanda di gas in Italia è prevista crescere fino al 2020, soprattutto ad opera del settore termoelettrico, con un incremento medio annuo di circa il 5%.

In tale quadro, nel quale viene inevitabilmente accentuandosi la valenza strategica di nuovi contributi alla produzione nazionale di gas, trova coerente collocazione il Progetto "Offshore Ibleo", relativo allo sviluppo integrato dei giacimenti offshore a gas Panda, Argo, e Cassiopea e all'esplorazione di potenziali riserve di idrocarburi gassosi offshore attraverso la quantificazione della presenza di gas in corrispondenza degli obiettivi minerari individuati.

2.2.1 Mercato degli idrocarburi – Situazione Mondiale

2.2.1.1 Consumo mondiale di gas naturale

Secondo le informazioni fornite dall'"*International Energy Outlook 2009*" (Energy Information Administration, 2009), nel periodo 2006-2030 il consumo di gas naturale è destinato ad aumentare annualmente dell'1,6%, anche in relazione all'aumento del costo del petrolio. In particolare, il quantitativo di gas consumato passerà da 104 trilioni di piedi cubi nel 2006 a 153 trilioni di piedi cubi nel 2030. Tale trend crescente è mostrato in **Tabella 2-1**.

Il consumo di gas naturale su scala mondiale è analizzato seguendo la ripartizione fra i Paesi dell'OECD (*Organisation for Economic Co-operation and Development*) considerati consumatori stabili di gas naturale in quanto dotati di infrastrutture ed attività consolidate, ed i Paesi al di fuori dell'OECD, ancora in fase di sviluppo ed assestamento dal punto di vista economico. Come evidenziato in **Figura 2-1**, nel 2006 il consumo di gas nei paesi al di fuori dell'OECD (53 trilioni di piedi cubi) ha superato quello nei paesi membri dell'OECD (52 trilioni di piedi cubi) per la prima volta dalla caduta dell'Unione Sovietica nel 1991 ed è destinato ad aumentare con velocità ancora superiore. Nel periodo di studio il consumo dei paesi non membri dell'OECD è stimato infatti costituire il 74% del consumo mondiale.

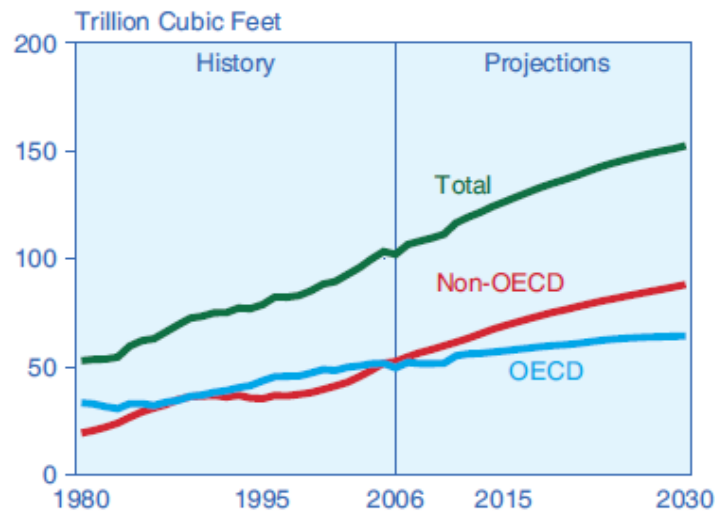


Figura 2-1: consumo mondiale di gas naturale, proiezione anni 1980 – 2030, nei paesi membri dell’OECD e nei paesi non membri (EIA, 2009)

Il gas naturale costituisce una fonte energetica fondamentale in particolare per il settore industriale (che si stima consumerà il 40% delle risorse mondiali di gas nel 2030) e per la produzione di energia elettrica (che si stima consumerà il 35% delle risorse mondiali di gas nel 2030). In particolare, l'utilizzo di gas naturale nel settore della produzione energetica aumenta del 2,1% ogni anno.

Analizzando il consumo di gas naturale in singole aree, le stime per il periodo 2006-2030 indicano un incremento medio annuale previsto dello 0,8% in Nord America, dell'1% nei paesi europei e asiatici membri dell'OECD, dello 0,9% in Russia e dell'1,3% negli altri paesi europei e asiatici non membri dell'OECD. Nelle figure seguenti si riportano le proiezioni EIA dei consumi di gas naturale per il periodo 2006-2030.

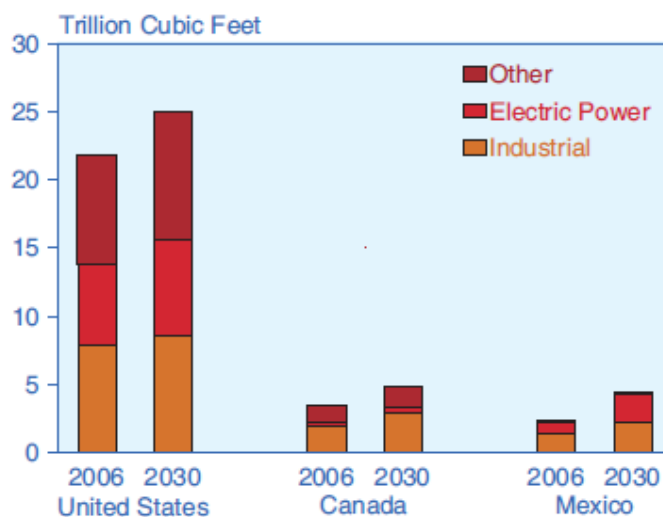


Figura 2-2: consumo di gas naturale in Nord America per nazione e settore, proiezione anni 2006 – 2030 (EIA, 2009)

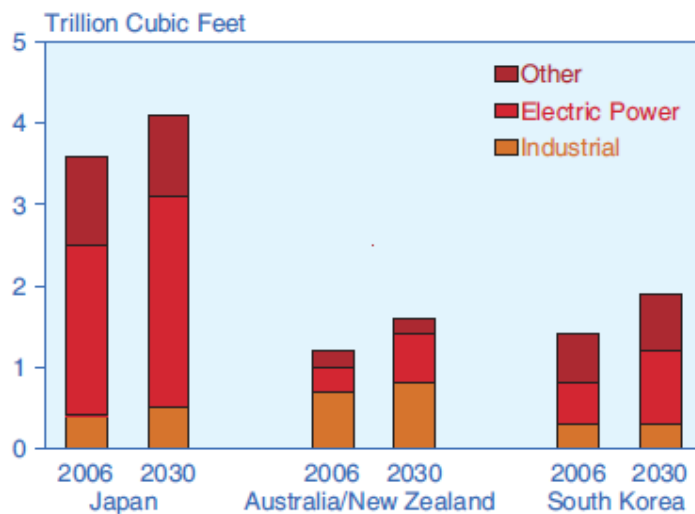


Figura 2-3: consumo di gas naturale nei paesi asiatici membri dell'OECD per nazione e settore, proiezione anni 2006 – 2030 (EIA, 2009)

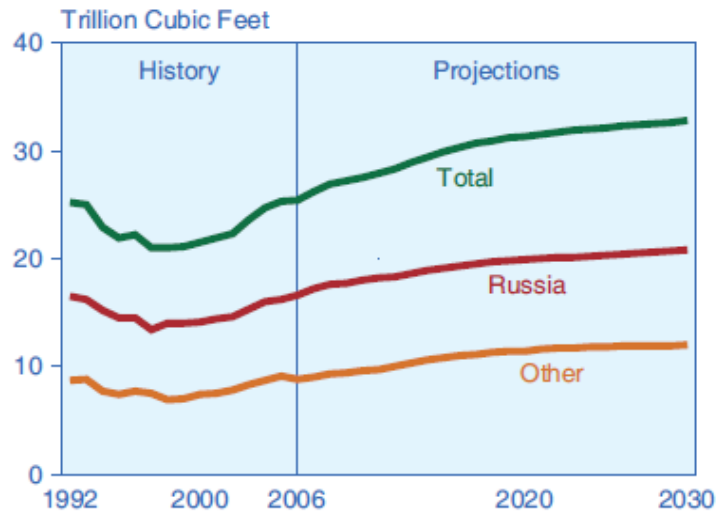


Figura 2-4: consumo di gas naturale nei paesi europei e eurasiatici non membri dell'OECD, proiezione anni 1992 – 2030 (EIA, 2009)

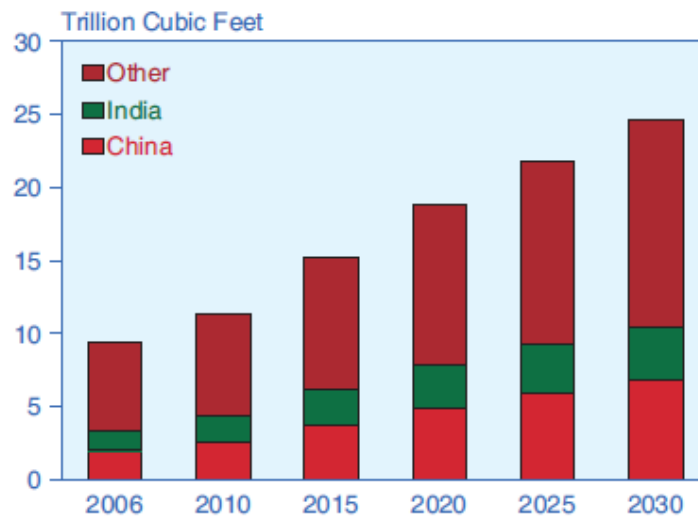


Figura 2-5: consumo di gas naturale nei paesi asiatici non membri dell'OECD, proiezione anni 2006 – 2030 (EIA, 2009)

Come visibile dai grafici, la produzione energetica rappresenta il settore maggiormente interessato dall'incremento, anche in relazione all'impegno nell'utilizzo di fonti energetiche alternative ai combustibili fossili ai fini della riduzione globale delle emissioni di anidride carbonica, in particolare negli Stati Uniti e nei paesi europei membri dell'OECD.

I paesi che utilizzano maggiori quantità di gas naturale a livello mondiale sono Stati Uniti (21,7 trilioni di piedi cubi nel 2006) e Russia (16,6 trilioni di piedi cubi nel 2006).

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 10 di 48</p>
---	--	------------------------

L'incremento più rapido del consumo di gas naturale è stimato per i paesi asiatici non membri dell'OECD, ai quali è imputato il 31% dell'aumento del consumo di gas naturale a livello mondiale previsto nel periodo 2006 - 2030.

2.2.1.2 Produzione mondiale di gas naturale

Al fine di soddisfare la crescente domanda sopra delineata, secondo le stime fornite dall'“*International Energy Outlook 2009*” (Energy Information Administration, 2009) la produzione mondiale di gas naturale dovrebbe aumentare di 48 trilioni di piedi cubi nel periodo 2006 - 2030.

La produzione totale di gas naturale nel mondo nel 2006 era infatti di 103,8 trilioni di piedi cubi ed è prevista raggiungere i 152,7 trilioni di piedi cubi nel 2030. Il maggior aumento è previsto nei paesi non appartenenti all'OECD, dai quali si stima provenga l'84% dell'aumento totale di riserve nel periodo di studio. La produzione in tali paesi è infatti in crescita mediamente del 2,1% all'anno (da 65 trilioni di piedi cubi nel 2006 a 106 trilioni di piedi cubi nel 2030), mentre la produzione nei paesi membri dell'OECD è in crescita solo dello 0,8% all'anno (da 40 trilioni di piedi cubi nel 2006 a 47 trilioni di piedi cubi nel 2030).

Il maggior incremento della produzione è atteso nei paesi del Medio Oriente, tra cui si trovano attualmente i quattro maggiori produttori di gas naturale: Iran, Arabia Saudita, Qatar, Emirati Arabi Uniti. Tra i paesi europei ed euroasiatici non appartenenti all'OECD, la Russia rimane il maggior produttore di gas naturale.

Al 1 Gennaio 2009 le riserve mondiali di gas naturale sono stimate in circa 6,254 trilioni di piedi cubi, circa l'1% in più di quelle stimate per il 2008. Come mostrato in **Figura 2-6**, le maggiori riserve (circa $\frac{3}{4}$ delle riserve mondiali di gas naturale) sono ubicate nel Medio Oriente ed in Eurasia, in particolare in Russia, in Iran ed in Qatar, che complessivamente si stima includano circa il 57% di tutte le riserve di gas naturale nel mondo.

I maggiori incrementi nelle stime delle riserve di gas naturale tra il 2008 e il 2009 sono stati registrati in Iran (circa il 5% di aumento rispetto al 2008, pari a 43 trilioni di piedi cubi) e negli Stati Uniti (circa il 13% di aumento rispetto al 2008, pari a 27 trilioni di piedi cubi). Incrementi minori, ma comunque significativi sono stati registrati in Indonesia, Kuwait, Venezuela e Libia.

Al contrario, riduzioni nelle riserve di gas naturale sono state registrate in Kazakhstan (con un decremento di 15 trilioni di piedi cubi), Qatar (con un decremento di 13 trilioni di piedi cubi) e Turkmenistan (con un decremento di 6 trilioni di piedi cubi). Decrementi minori, ma comunque significativi sono stati registrati in Germania e Regno Unito.

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), risulta da individuare ancora un numero significativo di giacimenti, per un volume di gas naturale pari a 4.669 trilioni di piedi cubi.

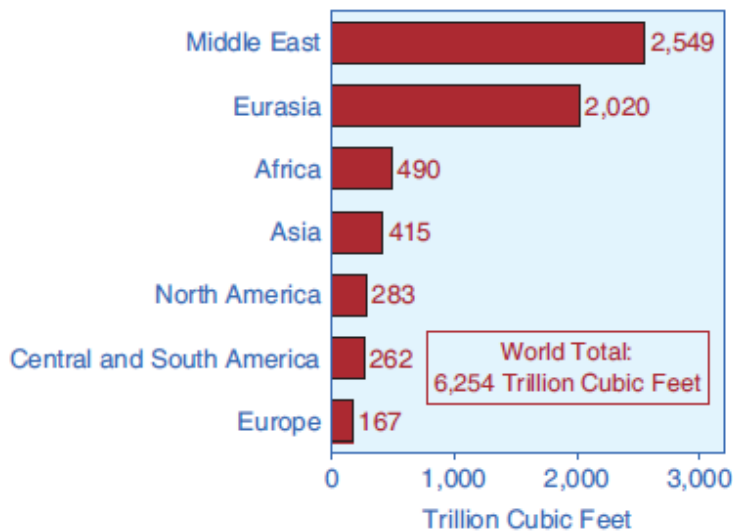


Figura 2-6: riserve mondiali di gas naturale per regioni geografiche al 1 Gennaio 2009 (EIA, 2009)

2.2.2 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, sia alle prospettive di sviluppo future.

2.2.2.1 Situazione Attuale

L'analisi della situazione attuale è stata condotta facendo riferimento ai rapporti annuali di Eurogas, "Eurogas Annual Report, 2007-2008", (Eurogas, 2008) e "Eurogas Annual Report, 2008-2009", (Eurogas, 2009).

Secondo i dati riportati in tali documenti, il consumo di gas naturale in Europa (EU27) nell'anno 2008 è risultato pari a 451,74 MTOE (milioni di tonnellate olio equivalenti), con una diminuzione del 2% rispetto al 2007 (441,53 MTOE) (milioni di tonnellate olio equivalenti).

Per quanto riguarda l'andamento della situazione nei singoli Paesi europei, dal confronto tra i dati Eurogas riferiti al consumo di gas naturale nel 2007 e nel 2008 si evince una tendenza variabile con una lieve diminuzione o stabilizzazione dei consumi in particolare nei paesi del nord e del centro Europa. In particolare in paesi come Italia e Grecia si assiste ad una lieve stabilizzazione dei consumi nel 2008, mentre in altri paesi come Spagna, Belgio, Portogallo, Regno Unito e in alcuni paesi dell'Europa sudorientale (Romania e Turchia) si assiste ad un incremento dei consumi, pari a circa l'1% rispetto al 2007..

La produzione interna rimane la maggiore fonte di approvvigionamento a livello europeo (EU27), coprendo circa il 37% del totale; il restante quantitativo viene importato prevalentemente dalla Russia (23%), seguita da Norvegia (18%), Algeria (9%) e altri Paesi (13%). Quasi il 75% della produzione

interna sono concentrati nel Regno Unito, che nell'ultimo anno ha subito una diminuzione pari a circa il 3.5%, e nei Paesi Bassi che, che, come altri Paesi dell'Unione Europea hanno incrementato la propria produzione. La **Figura 2-7** presenta una schematizzazione delle principali fonti di approvvigionamento dei Paesi dell'Unione Europea.

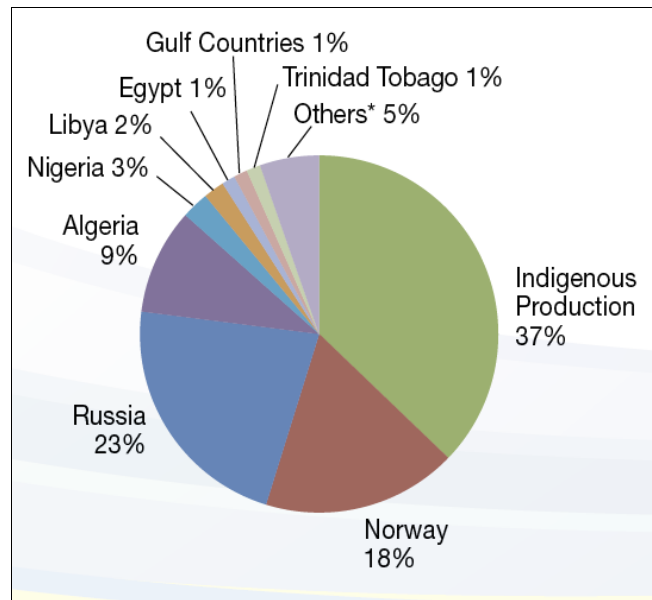


Figura 2-7: analisi delle fonti di approvvigionamento nei paesi EU27 nel 2008 (Eurogas, 2009)

2.2.2.2 Prospettive della Domanda di Gas

Secondo le stime più aggiornate 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, 2007).

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 24% del 2005 al 30% previsto per il 2030 (Eurogas, 2007).

In **Figura 2-8** si riporta la domanda di gas nel 2008, suddiviso per settori (EU27) (Eurogas, 2009).

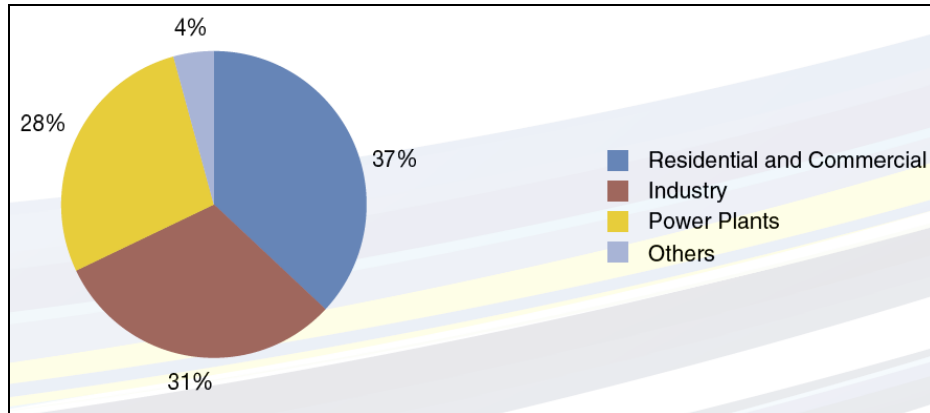


Figura 2-8: domanda di gas per settori (2006 – 2007) (Fonte: Eurogas, annual report 2007/2008)

In **Tabella 2-7** si riportano i consumi delle diverse tipologie di fonti energetiche, espressi in MTOE (Milioni di Tonnellate di Olio Equivalente), nei paesi membri di Eurogas e EU27 nell'anno 2008.



Tabella 2-1: consumi di energia primaria in MTOE (Milioni di Tonnellate di Olio Equivalente) nei paesi membri di Eurogas e EU27 nel 2008 (Eurogas, 2009)

MTOE	Oil	Solid Fossil Fuels	Natural Gas	Nuclear Electricity	Hydro Electricity	Electricity Net Import	Renewables	Others	Total
AUSTRIA	13,69	3,77	7,53	0,00	3,26	0,42	5,61	0,00	34,28
BELGIUM	23,15	4,11	15,50	12,20	0,30	0,00	0,73	2,68	58,67
BULGARIA	5,40	7,50	3,30	3,60	0,80	-0,50	0,00	0,00	20,10
CZECH REPUBLIC	9,92	20,58	7,77	6,92	0,62	-0,99	0,34	-1,82	43,35
DENMARK	8,07	4,10	4,11	0,00	0,00	0,13	3,34	0,39	20,15
ESTONIA	0,66	3,34	0,76	0,00	0,00	0,00	0,60	0,22	5,57
FINLAND	8,41	5,31	3,56	5,74	1,47	1,10	7,07	0,79	33,45
FRANCE	88,70	11,85	39,65	118,00	5,49	-4,13	14,51	0,00	274,07
GERMANY	116,30	80,10	73,10	38,80	1,80	-1,90	27,80	5,00	341,00
GREECE	16,48	10,53	3,43	0,00	0,21	0,48	1,44	0,00	32,57
HUNGARY	7,38	3,11	10,56	3,86	0,02	0,34	1,59	0,05	26,91
IRELAND	8,32	2,32	5,12	0,00	0,06	0,11	0,39	0,00	16,32
ITALY	79,44	16,96	70,03	0,00	3,82	8,70	13,12	0,00	192,07
LATVIA	1,65	0,11	1,34	0,00	0,27	0,22	1,11	0,00	4,70
LITHUANIA	2,96	0,22	2,60	2,74	0,00	0,00	0,80	0,00	9,32
LUXEMBOURG	2,84	0,06	1,24	0,00	0,00	0,47	0,04	0,04	4,70
NETHERLANDS	32,20	8,20	34,50	1,10	0,00	1,30	1,50	2,20	81,00
POLAND	22,25	55,19	12,55	0,00	0,20	-0,10	4,75	4,19	99,03
PORTUGAL	12,46	2,53	4,51	0,00	0,59	0,81	3,83	0,00	24,73
ROMANIA	10,60	7,70	13,97	2,50	3,90	0,00	0,00	-0,87	37,80
SLOVAKIA	3,70	3,96	5,16	4,42	0,36	0,04	0,56	0,00	18,20
SLOVENIA	2,75	1,55	0,93	1,45	0,37	0,05	0,50	0,00	7,60
SPAIN	68,11	13,97	34,78	15,37	4,90	-0,95	5,95	0,00	142,13
SWEDEN	16,30	2,54	0,83	16,40	5,92	-0,17	10,30	0,60	52,72
UNITED KINGDOM	74,20	41,20	94,90	11,90	0,80	0,90	0,40	0,00	224,30
EU 27	635,94	310,82	451,74	245,00	35,16	6,33	106,29	13,48	1804,74
SWITZERLAND	12,79	1,01	2,81	6,81	3,23	-0,10	1,54	0,00	28,09
TURKEY	29,05	27,50	31,70	0,00	2,86	-0,02	6,27	0,00	97,36

Notes: Nuclear and hydro electricity are domestically produced.
Renewables include biomass, wind solar and geothermal energy.

A livello nazionale, rispetto all'anno precedente, nel 2008 si è riscontrata una leggera diminuzione nel consumo di petrolio ed un leggero aumento delle fonti rinnovabili e dell'energia elettrica importata.

A livello europeo, invece, un quarto del consumo di energia primaria è costituito dal gas naturale che, ad oggi, risulta essere la seconda fonte di energia primaria in Europa, coprendo quasi il 25% della produzione energetica (cfr. **Figura 2-9**).

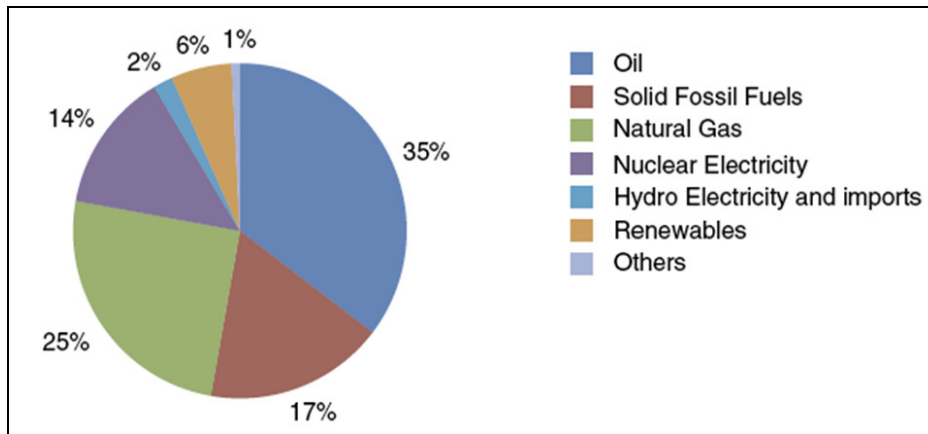


Figura 2-9: consumo di energia primaria nel 2008 nei Paesi EU27 (Eurogas, 2009)

Secondo le stime più aggiornate (Eurogas, 2007) l'andamento della domanda di gas naturale aumenterà progressivamente tra gli Stati Membri dell'Unione Europea nel periodo compreso tra il 2005 ed il 2030, con un incremento del 26% già atteso per il 2010, fino a raggiungere percentuali intorno al 30% nel 2030 (cfr. **Figura 2-10**).

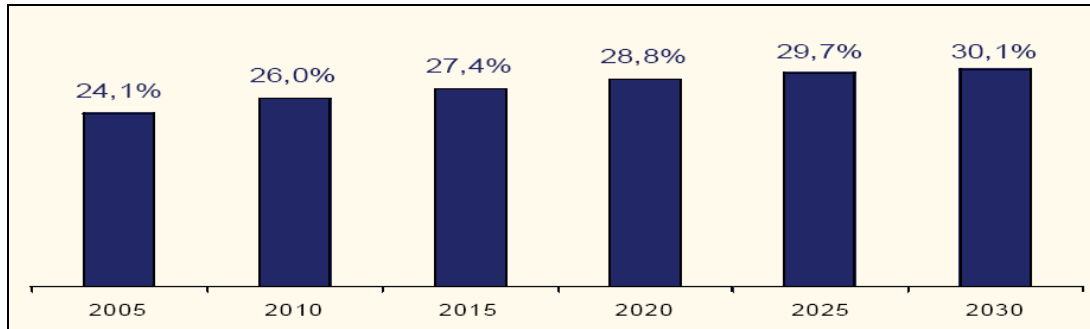


Figura 2-10: previsioni sull'andamento della domanda di gas nei paesi EU27 (Eurogas, 2007)

Come mostrato in **Figura 2-11**, in data 2010 la domanda di gas raggiungerà i 493 MTOE ed i 625 MTOE in data 2030.

Secondo tali stime, per i paesi dell'Unione Europea è previsto un costante incremento della dipendenza da paesi non membri dell'UE per le importazioni di gas naturale: in particolare, a partire dal 41% rilevato nel 2005 le previsioni stimano una dipendenza dalle importazioni del 48% nel 2010, del 68% nel 2020 e del 74% nel 2030.

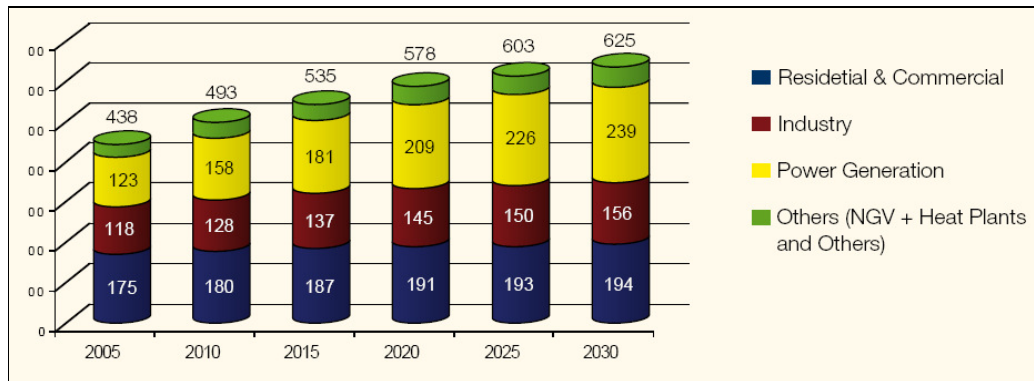


Figura 2-11: previsioni sull'andamento della domanda di gas naturale in MTOE (Milioni di Tonnellate di Olio Equivalente) per settore nei paesi EU27 (Eurogas, 2007)

2.2.3 Mercato degli Idrocarburi - Situazione Italiana

2.2.3.1 Quadro Energetico Nazionale

L'analisi di seguito presentata, relativa alla situazione della domanda e dell'offerta di energia in Italia per l'anno 2008, è stata desunta dalla "Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta", redatta dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas nel Luglio 2009.

Un confronto tra il bilancio energetico relativo al 2007 e quello relativo al 2008 è riportato in **Tabella 2-2** (AEEG, 2009).



Tabella 2-2: bilancio dell'Energia nel 2007 e 2008 espressa in milioni di tonnellate di petrolio equivalente (Mtep) (AEEG, 2009)

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNO- VABILI	ENERGIA ELETTRICA ^(A)	TOTALE
ANNO 2008						
Produzione	0,56	8,01	5,86	13,55	0,00	27,98
Importazione	16,76	63,42	101,62	0,73	9,46	191,98
Esportazione	0,14	0,17	28,41	0,10	0,76	29,57
Variazione scorte	0,13	0,85	-0,99	0,02	0,00	0,00
Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	16,96	70,03	79,44	16,95	8,70	192,07
Consumi e perdite del settore energetico	-0,76	-1,23	-5,38	-0,10	-42,08	-49,55
Trasformazione in energia elettrica	-11,69	-28,30	-5,91	-13,87	59,77	0,00
Totale impieghi finali (5+6+7)	4,50	40,50	68,14	2,98	26,40	142,52
- industria	4,36	14,37	7,12	0,36	11,63	37,83
- trasporti	0,00	0,53	42,60	0,60	0,93	44,66
- usi civili	0,01	24,67	5,06	1,80	13,36	44,90
- agricoltura	0,00	0,16	2,41	0,22	0,48	3,27
- sintesi chimica	0,13	0,78	7,20	0,00	0,00	8,11
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,76	0,00	0,00	3,76
ANNO 2007						
Produzione	0,54	8,01	5,86	13,57	0,00	27,98
Importazione	16,83	61,01	107,82	0,74	10,77	197,17
Esportazione	0,19	0,06	30,76	0,01	0,58	31,59
Variazione scorte	-0,02	-1,08	0,46	0,00	0,00	-0,65
Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	17,21	70,04	82,46	14,30	10,18	194,20
Consumi e perdite del settore energetico	-0,77	-1,27	-6,08	-0,10	-42,76	-50,99
Trasformazione in energia elettrica	-11,94	-28,29	-7,25	-11,70	59,18	0,00
Totale impieghi finali (5+6+7)	4,50	40,48	69,13	2,50	26,60	143,21
- industria	4,36	15,81	7,15	0,37	12,00	39,68
- trasporti	0,00	0,49	43,39	0,16	0,90	44,93
- usi civili	0,01	23,25	5,11	1,76	13,22	43,34
- agricoltura	0,00	0,16	2,46	0,22	0,49	3,32
- sintesi chimica	0,13	0,78	7,47	0,00	0,00	8,38
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,56	0,00	0,00	3,56
^(A) Energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolico), importazioni/esportazioni dall'estero e perdite valutate a input termoelettrico.						
Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori Ministero dello sviluppo economico e Terna.						

Il 2008 è il quarto anno consecutivo in cui l'Italia ha subito un calo dei consumi di energia primaria. Dopo il valore massimo di 196,7 Mtep raggiunto nel 2004, il fabbisogno di energia per i consumi interni è calato di 0,7 Mtep nel 2005 e 2006, di 1,3 Mtep nel 2007 e di 2,1 Mtep nel 2008, raggiungendo un valore di 192,1 Mtep. Tale diminuzione, che assomma complessivamente a 4,8 Mtep negli ultimi 5 anni, è in parte dovuta alla scarsa crescita economica, ma soprattutto al continuo miglioramento del rendimento del sistema energetico nel suo complesso.

L'insieme delle fonti consumate per gli impieghi finali ha subito un calo dello 0,5%, soprattutto nei comparti industriali che hanno evidenziato una riduzione complessiva del 4,4%.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 18 di 48</p>
---	--	------------------------

La diminuzione più rilevante nei consumi energetici nel 2008 rispetto al 2007 è stata infatti registrata nel settore industria (-1,85 Mtep), mentre un aumento è stato rilevato nel settore usi civili (+1,56 Mtep), determinati prevalentemente dal riscaldamento degli ambienti.

Entrambe le variazioni sono riconducibili in gran parte al consumo di gas, rispettivamente in diminuzione di 1,44 Mtep nel settore industria e in aumento di 1,42 Mtep nel settore usi civili. Lo stesso trend si registra anche per l'energia elettrica, in cui la riduzione più forte è avvenuta nel settore industriale (-3,1%), mentre il settore degli usi civili evidenzia una leggera crescita, nonostante il calo del settore terziario che vi incide per il 50%.

Tra le fonti energetiche negli usi finali il calo più consistente è stato registrato per il petrolio (-1,4%), a conferma di una riduzione già presente nel 2007 in relazione al crescente prezzo del greggio e ampliata nel 2008 per effetto della crisi economica. La diminuzione dei consumi di petrolio è stata significativa in tutti i settori, soprattutto in quello dei trasporti che hanno visto un calo assoluto di poco inferiore a un milione di tep (-1,8%). Il settore meno colpito è stato quello degli usi civili, dove i prodotti petroliferi sono comunque presenti in forma minoritaria.

Nonostante il forte calo della produzione, è stata registrata anche una diminuzione delle importazioni di idrocarburi (complessivamente ridotte di 3,8 Mtep, ovvero dell'1,2% rispetto al 2007), a fronte della parallela riduzione del fabbisogno e della debolezza dei mercati internazionali. Tale diminuzione risulta in particolare dalla compensazione tra un forte calo delle importazioni di greggio e semilavorati (-5,7%) e il significativo aumento delle importazioni di gas naturale (3,9%).

Nell'ambito delle importazioni/esportazioni di fonti primarie di energia, il forte aumento della generazione idroelettrica, unitamente al calo generale del fabbisogno elettrico, ha determinato un consistente decremento delle importazioni (-12%) e un ancora più forte aumento delle esportazioni (30%) del 2008 rispetto al 2007.

Nonostante i miglioramenti nell'efficienza della generazione termoelettrica, dovuti essenzialmente alla sostituzione di impianti termoelettrici tradizionali a favore di cicli combinati a gas naturale, la generazione e la trasmissione elettrica costituiscono le principali componenti dei consumi e delle perdite del settore energetico (87%). I rimanenti consumi e perdite sono notevolmente calati nel corso del 2008, in particolare quelli relativi all'utilizzo del petrolio per la minore attività della raffinazione (-6%).

A fronte di un calo del fabbisogno elettrico, l'offerta di generazione elettrica è invece aumentata, soprattutto in relazione alla forte ripresa dell'energia idroelettrica (incrementata del 18%) grazie all'aumento della piovosità.

In tema di energie rinnovabili si assiste ad una forte crescita dell'energia eolica (59,5%), mentre rimane trascurabile l'apporto del fotovoltaico (200 MWh), seppure in forte crescita rispetto al 2007. L'impulso dovuto alla generazione da fonti rinnovabili ha avuto l'effetto di limitare il ricorso alla generazione termoelettrica, che è diminuita del 2,1%. Si conferma inoltre il decremento dell'utilizzo del petrolio, che diminuisce del 20% rispetto al 2007.

Per quanto riguarda il carbone, la generazione da questa fonte ha registrato un calo del 2,1% a causa del prezzo del carbone sui mercati internazionali, mantenutosi elevato anche nel 2008. Per il 2009 si prevede invece che l'utilizzo di carbone tornerà a crescere, in funzione della diminuzione dei prezzi e dell'entrata in esercizio delle unità a carbone della centrale di Civitavecchia.

2.2.3.2 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 gennaio 2010.

L'analisi è stata condotta sulla base dei dati forniti sul sito dell'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia (UNMIG) aggiornati a dicembre 2009 sull'attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi.

Nel 2009 si è registrata una produzione di gas naturale di 7.09 miliardi Sm³ (- 2 miliardi Sm³ rispetto al 2008), confermando la costante riduzione di produzione in atto fin dal 1994, quando fu raggiunta la punta di 20,6 miliardi Sm³. Si tratta del naturale declino produttivo di antichi campi ormai maturi, non rimpiazzato dalla messa in produzione di nuove risorse. Gran parte della riduzione dipende dal declino dei giacimenti offshore, che comunque forniscono ancora la maggior parte della produzione (circa il 75%). In particolare la produzione di gas della zona "A" dell'Adriatico è ancora 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, aggiornata a gennaio 2010, i Campi Gas Argo e Cassiopea e i Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1, ricadano nella **zona G**, che si estende nell'*offshore* del Canale di Sicilia al largo del Comune di Licata, (cfr. **Tabella 2-3**).

Tabella 2-3: principali caratteristiche della zona marina G (aggiornamento gennaio 2010)		
TITOLI	No.	Estensione (km²)
Concessioni di coltivazione di Idrocarburi	0	0,00
Permessi di ricerca di Idrocarburi	9	5.646,32
Superficie totale nella zona marina		5.646,32

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

Con D.M. del 9 febbraio 2010 sono state trasferite da Eni alle Società controllate Padana Energia, Adriatica Idrocarburi e Ionica Gas - in base alla collocazione geografica degli asset - le quote di titolarità di 37 titoli minerari distribuiti sul territorio nazionale.

Storicamente nell'*offshore* (aree marine poste sotto la giurisdizione nazionale ed aperte alle attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi) sono stati perforati fino ad oggi oltre 1.500 pozzi e sono operanti più di 100 piattaforme. Attualmente la maggior parte dei titoli minerari di coltivazione in mare interessa le zone A e B del Mare Adriatico, mentre le concessioni per permessi di ricerca riguardano prevalentemente le zone A, nel mare Adriatico, e G, nel Canale di Sicilia.

Attualmente, non essendo ancora stato pubblicato il "*Rapporto 2009 sulle attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi*", sono state analizzati i dati contenuti del "*Rapporto annuale sulle attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi*" redatto nell'anno 2008. Secondo tale Rapporto, il totale dei titoli minerari è aumentato di dieci unità (295 contro 285). Rispetto al 1998 - anno di entrata a regime della



eni s.p.a.
divisione e&p

Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00
Studio di Impatto Ambientale
OFFSHORE IBLEO
Campi Gas ARGO e CASSIOPEA
Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1

Pagina 20 di 48

disciplina sul "licensing" (decreto legislativo n. 625/96) - si osserva un decremento del numero dei titoli di circa il 29%. In particolare, i permessi di ricerca vigenti si sono quasi dimezzati.

Nel corso del 2008 sono pervenute 13 nuove istanze di permesso di ricerca in terraferma e 13 in mare, 1 istanza di concessione in terraferma ed una nuova istanza di concessione di stoccaggio.

Nella **Tabella 2-4** riportata di seguito sono sintetizzati i dati relativi alle attività di perforazione, per gli anni compresi tra il 1988 ed il 2008, sia per i giacimenti a terra che per quelli a mare (UNMIG, 2008).

Tabella 2-4: dati delle Attività di Perforazione – serie storica 1988 - 2008(UNMIG, 2008)

Attività di perforazione distinta per scopo - serie storica anni 1988-2008																					
ANNO	ESPLORAZIONE							SVILUPPO E ALTRI							TOTALE						
	TERRA			MARE				TERRA			MARE				TOTALE						
	Num pozzi	Metri perforati	perforaz media	Num pozzi	Metri perforati	perforaz media	perforaz media	Num pozzi	Metri perforati	perforaz media	Num pozzi	Metri perforati	perforaz media	perforaz media	Num pozzi	Metri perforati	perforaz media				
1988	59	136.697	2,30	24	52.690	2,20	83	189.387	2,28	15	35.990	2,39	51	114.507	2,24	66	150.497	2,28	149	339.884	2,28
1989	29	58.586	2,02	9	23.600	2,62	38	82.186	2,16	17	50.301	2,96	32	76.074	2,38	49	126.375	2,57	87	208.561	2,39
1990	28	78.179	2,79	14	36.989	2,64	42	115.168	2,74	16	42.755	2,67	24	60.688	2,53	40	103.443	2,58	82	218.611	2,66
1991	36	83.547	2,32	26	52.094	1,97	62	135.641	2,18	35	97.161	2,78	54	187.105	3,47	89	284.266	3,19	151	419.907	2,78
1992	29	79.383	2,74	15	39.718	2,65	44	119.081	2,70	25	57.842	2,31	73	222.934	3,05	98	280.578	2,86	142	399.657	2,81
1993	24	72.426	3,02	6	10.123	1,69	30	82.549	2,75	13	18.770	1,44	21	37.414	1,78	34	54.184	1,59	64	136.733	2,13
1994	14	30.142	2,15	10	23.467	2,35	24	53.609	2,24	9	14.447	1,60	46	128.733	2,80	55	143.180	2,60	79	196.789	2,49
1995	19	55.017	2,89	8	14.793	1,85	27	69.810	2,56	19	41.380	2,18	10	26.375	2,64	29	67.755	2,33	56	137.565	2,45
1996	22	67.664	3,08	10	27.550	2,75	32	95.214	2,97	17	23.920	1,40	27	87.911	3,26	44	111.831	2,54	76	207.045	2,72
1997	22	62.800	2,85	11	30.266	2,75	33	93.066	2,82	16	34.259	2,14	10	29.285	2,93	26	63.544	2,44	59	156.610	2,65
1998	23	62.962	2,74	9	18.794	2,09	32	81.756	2,55	26	35.912	1,38	17	41.448	2,44	43	77.360	1,79	75	159.116	2,12
1999	12	25.763	2,15	6	12.374	2,06	18	38.137	2,11	14	24.476	1,75	12	28.086	2,34	26	52.562	2,02	44	90.699	2,06
2000	14	35.721	2,55	6	19.065	3,18	20	54.786	2,73	14	18.949	1,36	19	27.058	1,43	33	46.007	1,39	53	100.793	1,92
2001	9	21.610	2,40	2	2.325	1,16	11	23.935	2,17	14	52.781	3,77	15	39.086	2,61	29	91.867	3,16	40	115.802	2,89
2002	3	3.016	1,00	5	11.200	2,24	8	14.216	1,77	15	23.506	1,57	7	19.699	2,81	22	43.205	1,94	30	57.421	1,91
2003	5	11.576	2,32	5	8.658	1,72	10	20.234	2,02	9	35.182	3,91	21	28.380	1,34	30	63.562	2,11	40	83.796	2,09
2004	10	22.223	2,22	0	0	0	10	22.223	2,22	7	18.105	2,59	22	41.189	1,87	29	59.294	2,04	39	81.517	2,09
2005	7	15.085	2,16	0	0	0	7	15.085	2,15	9	16.832	1,87	24	49.399	2,06	33	66.031	2,00	40	81.116	2,02
2006	12	17.906	1,50	3	9.139	3,05	15	27.045	1,80	14	21.597	1,54	17	29.714	1,73	31	51.311	1,65	46	78.356	1,70
2007	9	15.925	1,77	1	3.517	3,52	10	19.442	1,94	13	17.886	1,36	15	33.027	2,20	28	50.913	1,81	38	70.355	1,85
2008	4	7.274	1,82	3	6.673	2,22	7	13.947	1,99	18	41.803	2,32	7	14.330	2,05	25	56.133	2,24	32	70.080	2,19

Nei grafici seguenti (cfr. Figura 2-12 e **Figura 2-13**) viene riportato l'andamento delle attività di perforazione negli ultimi 20 anni (dal 1988 al 2008), espresso sia come numero effettivo di pozzi perforati, distinti in "esplorativi" e di "sviluppo", sia come metri totali perforati (UNMIG, 2008).

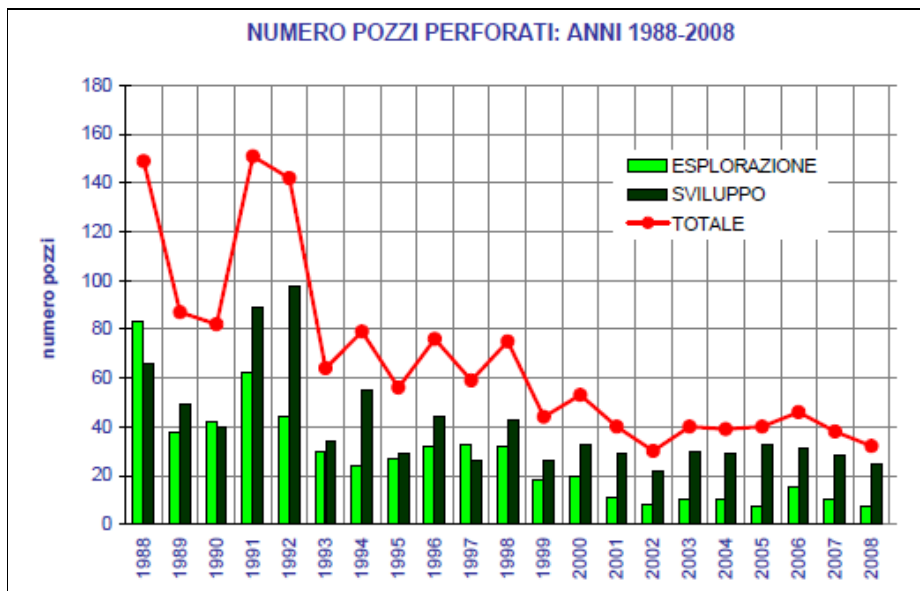


Figura 2-12: numero di pozzi perforati dal 1988 al 2008 (UNMIG, 2008)

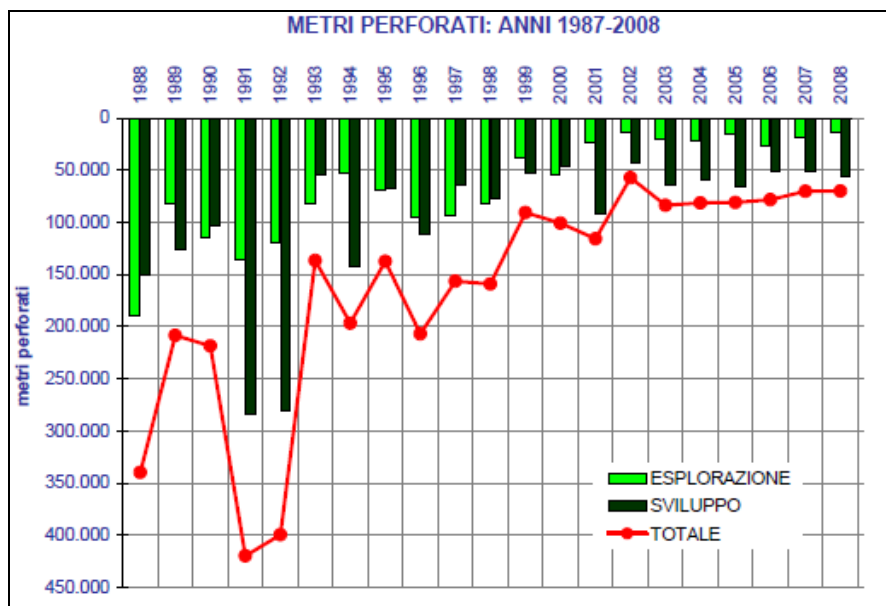


Figura 2-13: metri perforati dal 1987 al 2008 (UNMIG, 2008)

Con particolare riferimento alla produzione di gas naturale, in **Tabella 2-5** ed in **Figura 2-14** vengono sintetizzati i dati di produzione registrati nel periodo 1988 – 2008 (UNMIG, 2008).



eni s.p.a.
divisione e&p

Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00
Studio di Impatto Ambientale
OFFSHORE IBLEO
Campi Gas ARGO e CASSIOPEA
Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1

Pagina 22 di 48

Tabella 2-5: serie storica della produzione di gas (UNMIG, 2008)

Anno	PRODUZIONE DI GAS		
	Terra (GSm ³)	Mare (GSm ³)	Totale (GSm ³)
1988	4.5	12.2	16.6
1989	4.7	12.3	17
1990	4.7	12.6	17.3
1991	4.8	12.6	17.4
1992	4.7	13.4	18.2
1993	4.8	14.7	19.5
1994	4.6	16.1	20.6
1995	4.3	16.1	20.4
1996	4.1	16.1	20.2
1997	3.9	15.5	19.5
1998	3.6	15.5	19.2
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
2004	2.4	10.5	12.9
2005	2.4	9.5	12
2006	2.3	8.5	10.8
2007	2.4	7.3	9.6
2008	2.3	6.8	9.1

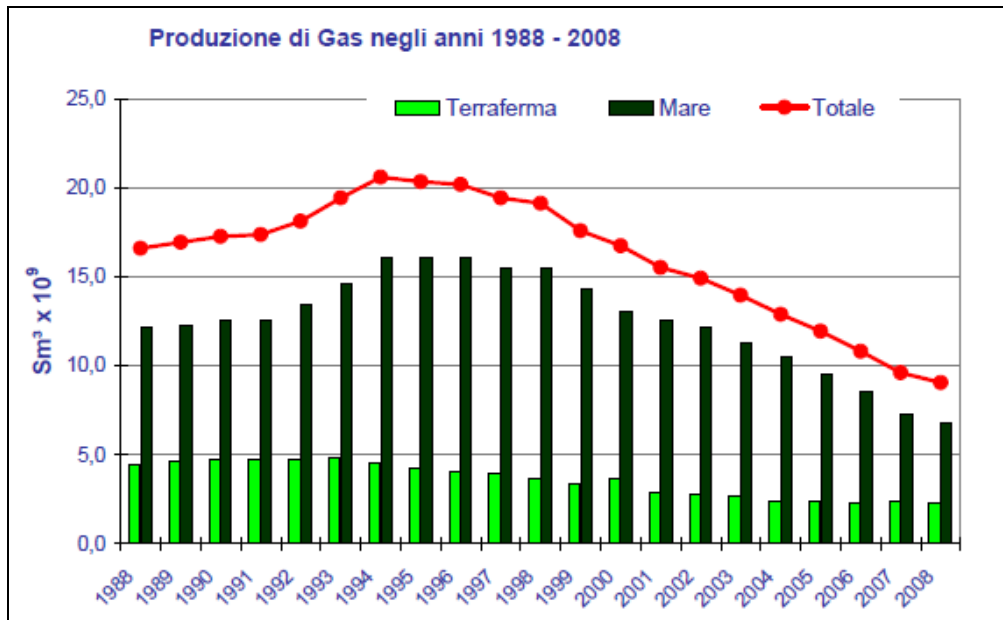


Figura 2-14: produzione del gas negli anni 1988 - 2008 (UNMIG, 2008)

In **Figura 2-15** si riportano i dati di consuntivo dell'attività di produzione di gas suddivisa per Regioni e Zone Marine, relativamente agli anni 2006-2008 e alla variazione percentuale tra gli anni 2007 e 2008 (UNMIG, 2008), mentre nel grafico in **Figura 2-16** è schematizzato il contributo di ciascuna Zona Marina alla produzione di gas in Italia nell'anno 2008 (UNMIG, 2008).



GAS (Milioni di Sm³)				
Regione / Zona marina	Anno 2008	Anno 2007	Anno 2006	Variazione % 2008/2007
VALLE D'AOSTA	0,0	0,0	0,0	-
PIEMONTE	21,3	17,1	21,8	24,5%
LIGURIA	0,0	0,0	0,0	-
LOMBARDIA	30,6	32,7	34,9	-6,3%
TRENTINO-ALTO ADIGE	0,0	0,0	0,0	-
VENETO	3,4	0,9	1,0	296,6%
FRIULI-VENEZIA GIULIA	0,0	0,0	0,0	-
EMILIA-ROMAGNA	190,1	217,1	221,6	-12,4%
ITALIA SETTENTRIONALE	245,4	267,7	279,3	-8,3%
TOSCANA	1,4	1,4	1,1	1,1%
MARCHE	57,8	58,2	74,8	-0,7%
UMBRIA	0,0	0,0	0,0	-
LAZIO	0,0	0,0	0,0	-
ABRUZZO	35,9	43,7	67,6	-17,8%
MOLISE	84,8	89,0	90,9	-4,8%
ITALIA CENTRALE	179,9	192,3	234,4	-6,4%
CAMPANIA	0,0	0,0	0,0	-
PUGLIA	397,9	376,3	370,6	5,7%
BASILICATA	1080,0	1210,0	1103,5	-10,7%
CALABRIA	11,9	18,8	20,6	-36,9%
ITALIA MERIDIONALE	1489,8	1605,2	1494,7	-7,2%
SICILIA	340,5	285,6	322,1	19,2%
SARDEGNA	0,0	0,0	0,0	-
ITALIA INSULARE	340,5	285,6	322,1	19,2%
TOTALE Terraferma	2255,6	2350,8	2330,5	-4,0%
Mare - Zona A	4700,4	5166,5	5908,1	-9,0%
Mare - Zona B	1233,7	1096,4	1334,4	12,5%
Mare - Zona C	3,7	4,4	4,5	-17,1%
Mare - Zona D	877,0	1016,2	1251,9	-13,7%
Mare - Zona F	0,0	0,0	7,5	-
TOTALE Mare	6814,8	7283,6	8506,4	-6,4%
TOTALE Generale	9070,4	9634,3	10836,8	-5,9%

Figura 2-15: produzione di gas naturale per Regione/Zona marina:
confronto anni 2006-2007-2008 (UNMIG, 2008)

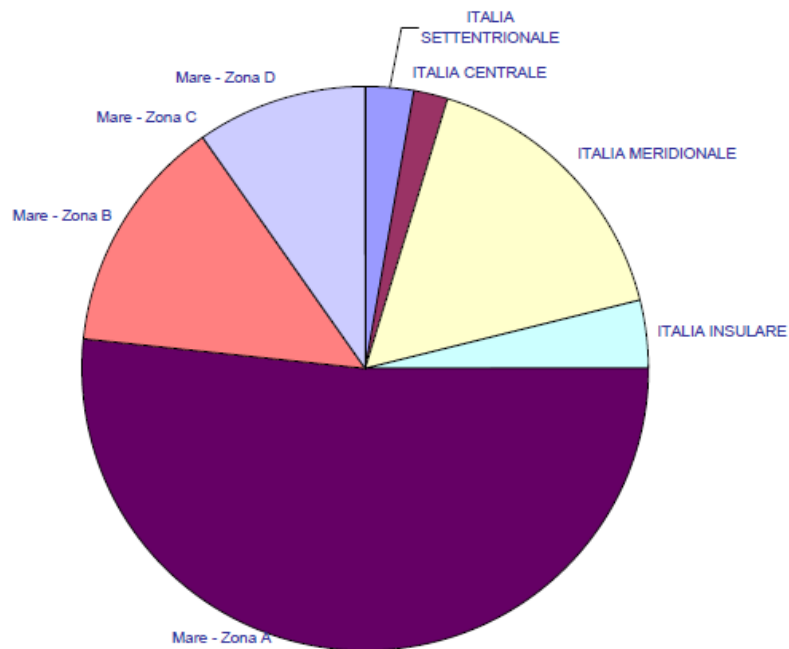


Figura 2-16: produzione di gas naturale per Regione/Zona marina nell'anno 2008 (UNMIG, 2008)

La **Figura 2-17** riporta le riserve di gas certe, probabili, possibili e recuperabili, mentre nel grafico in **Figura 2-18** sono schematizzati i dati relativi alle riserve recuperabili, la cui stima è ottenuta come somma delle riserve certe, del 50% delle riserve probabili e del 20% delle riserve possibili (UNMIG, 2008).

GAS (Milioni di Sm³)					
	CERTE	PROBABILI	POSSIBILI	RECUPERABILI	%
Nord Italia	2.799	3.027	1.386	4.590	4,6
Centro Italia	1.738	3.248	1.385	3.639	3,7
Sud Italia	15.135	8.514	10.520	21.496	21,6
Sicilia	3.063	1.271	129	3.724	3,7
TOTALE Terra	22.735	16.060	13.420	33.449	33,7
Zona A	33.794	19.352	8.328	45.136	45,4
Zona B	8.033	5.678	872	11.046	11,1
Zona D+F+G	5.286	7.797	2.877	9.760	9,8
TOTALE Mare	47.113	32.827	12.077	65.942	66,3
TOTALE Italia	69.848	48.887	25.497	99.391	100,0

Figura 2-17: riserve di gas (Milioni di Sm³) al 31/12/2008 (UNMIG, 2008)

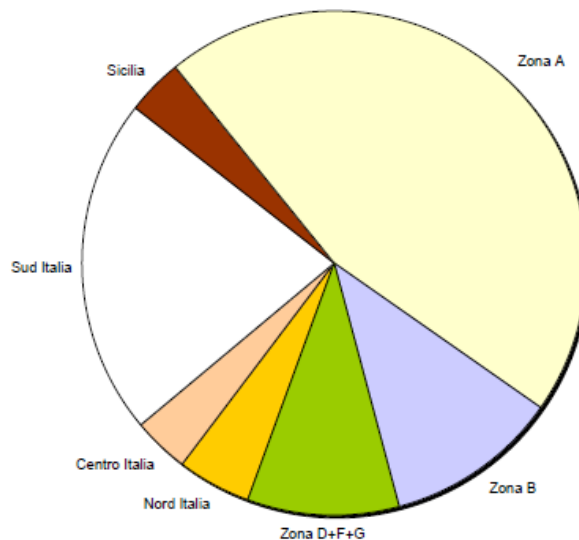


Figura 2-18: riserve di gas recuperabili per Regione/Zona Marina al 31/12/2008 (UNMIG, 2008)

Si conferma l'andamento di progressivo declino delle riserve recuperabili di gas. Nel 1991 le riserve estraibili di gas erano valutate pari a circa 370 miliardi Sm³, oggi a meno di un terzo. Nonostante la riduzione delle produzioni, anche il rapporto fra riserve recuperabili e produzione annuale, che rappresenta la vita residua delle riserve, è in continua riduzione: dai 21 anni del 1991 agli attuali 11.

E' dunque rilevante il problema della mancata ricostituzione delle riserve di gas, ubicate per circa il 68% in mare, in particolare nella zona "A" dell'Adriatico settentrionale, ove si produce circa il 52% del gas.

Si segnala in proposito l'entrata in vigore del Decreto legge n. 112/08, convertito in legge 06/08/2008, n. 133, che, all'articolo 8 prevede la possibilità, solo subordinatamente ai risultati di nuovi e aggiornati studi che dimostrino la non sussistenza di rischi apprezzabili di subsidenza sulle coste, di riprendere l'attività di prospezione, ricerca o coltivazione in parte di tale area.

2.2.3.3 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 principalmente legato 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, ed 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. 9/1991 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).

Nel 2008 la domanda di gas naturale in Italia è stata pari a circa 84,9 miliardi di metri cubi, sostanzialmente in linea rispetto al 2007 per effetto del bilancio tra la riduzione dei consumi del settore industriale e termoelettrico e l'aumento della domanda del settore residenziale e terziario. Tale fabbisogno è stato coperto per circa il 90% dalle importazioni e per il 10% dalla produzione nazionale.

Nel lungo termine la domanda di gas in Italia è prevista crescere fino al 2020, soprattutto ad opera del settore termoelettrico, in cui si prevede l'entrata in esercizio di ulteriore potenza produttiva di energia elettrica da cicli combinati alimentati a gas, che comporterà un incremento medio annuo di circa il 5%. In particolare, nel quadriennio 2009-2012 si prevede un tasso medio annuo di crescita di circa il 2%.

Anche per i consumi nei settori residenziale, terziario ed industriale è previsto un aumento, sebbene più contenuto.

Come evidenziato in **Tabella 2-6**, il quantitativo di gas immesso nella Rete di Trasporto Nazionale nel 2008 è stato pari a 85,64 miliardi di metri cubi, con un incremento di 2,36 miliardi di metri cubi rispetto al 2007 (+2,8%) dovuto alle maggiori importazioni.

Tabella 2-6: quantitativi disponibili in rete (Gm³) (Snam Rete Gas, 2009)				
Quantitativi disponibili in rete	2006	2007	2008	Var. %
Da importazioni	76,48	73,50	76,52	4,1
Da produzione nazionale	11,51	9,78	9,12	(6,7)
Totale immesso	87,99	83,28	85,64	2,8
Prelievi da stoccaggio (*)	(3,68)	1,25	(1,12)	
Totale disponibilità	84,31	84,53	84,52	
<i>Nota (*): Inteso come saldo tra prelievo da stoccaggio (+) e immissioni in stoccaggio (-)</i>				

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 28 di 48</p>
---	--	------------------------

2.2.3.4 *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 pressoché 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 ad una sua successiva estrazione (svaso) in quello invernale (AEEG, 2006).

Lo stoccaggio è un'attività regolamentata attraverso le Delibere AEEG 26/02 (*Criteri 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 e s.m.i. (*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.

Nel 2008 le immissioni in stoccaggio sono state superiori ai prelievi per 1,12 miliardi di metri cubi, a fronte di una situazione opposta registrata nel 2007, quando i prelievi da stoccaggio avevano superato le immissioni per 1,25 miliardi di metri cubi.

In particolare, la capacità del sistema di stoccaggio presenta due potenziali fattori di limitazione:

- un limite di capacità complessiva annuale, ossia la disponibilità del volume di stoccaggio utile (c.d. *working gas*), che è pari a circa 13,9 Gm³ per l'anno termico 2008-2009. In particolare, in caso di eccessivo consumo rispetto alla disponibilità, può essere intaccato lo stoccaggio strategico (pari a 5,1 Gm³, come stabilito dal Ministero dello sviluppo economico);
- un limite di capacità di punta giornaliera, ossia la velocità di erogazione 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.

Nell'ambito degli approvvigionamenti di gas naturale, la dipendenza dell'Italia dalle importazioni aumenta sensibilmente di anno in anno.

Secondo i dati riportati nella "*Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*", redatta dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas nel Luglio 2009, nel 2008 è stato importato il 3,8% di gas in più rispetto al 2007 e il grado di dipendenza dell'Italia dalle importazioni ha raggiunto il 92%. L'80% delle importazioni proviene da Paesi non appartenenti all'Unione europea, principalmente attraverso i gasdotti. In particolare, le principali fonti di approvvigionamento sono Algeria (33,8% del volume totale importato), Russia (32%) e Libia (12,8%).

Le importazioni dai paesi del Nord Europa rappresentano in totale circa il 17,3% del volume totale importato: si tratta principalmente delle importazioni dai Paesi Bassi (10,4%) e dalla Norvegia (6,9%), che arrivano in Italia presso il punto di entrata della rete nazionale di Passo Gries (presso il confine svizzero). Il rimanente 4,1% delle importazioni 2008 proviene da altri Paesi europei, tra cui quasi l'1% dalla Croazia.



La **Figura 2-19** illustra la ripartizione dei volumi di gas di importazione in base alla nazione di provenienza.

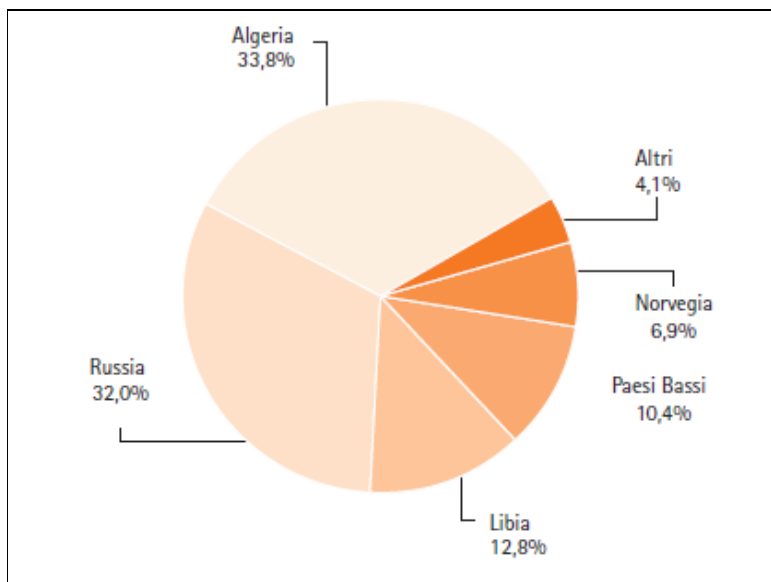


Figura 2-19: importazioni di gas nel 2008 in base alla nazione di provenienza (AEEG, 2009)

Si riportano, infine, i dati di bilancio relativi al periodo 1997-2008 (cfr. **Tabella 2-7**) che confermano una progressiva riduzione della produzione nazionale ed un costante aumento delle importazioni.

Tabella 2-7: bilancio del Gas Naturale dal 1997 al 2008 (Gm³) (AEEG, 2009)												
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Produzione Nazionale	19,2	18,9	17,4	16,6	15,5	14,3	13,9	13	11,5	10,4	9,1	8,7
Importazioni Nette	39	42,7	49,5	58,8	54,8	58,1	62,1	67,2	72,6	77,6	73,2	74,8
Variazione Scorte	0,4	-1	-1,2	4,5	-1,2	1,4	1-1,4	-0,1	-1,1	-3,7	1,3	-1,0
Disponibilità Lorda	57,8	62,6	68,1	70,9	71,5	71	77,4	80,3	85,2	91,7	-	-
Consumi e Perdite	0,6	0,7	1	1,3	1,4	1	1	1	1	1	1	1,5
Totale Risorse	57,2	61,9	67,1	69,6	70,1	70	76,4	79,3	84,2	90,7	-	-
Vendite Finali	57,2	61,9	67,1	69,6	70,1	70	76,4	79,3	83,4	84,3	69,1	69,9
Generazione Elettrica	14,2	15,6	19,1	21,3	22,5	22,5	26,4	32,1	33,5	27,2	24,2	24,7
Altri usi	43,1	46,3	48	48,3	47,6	47,5	50	47,2	49,8	50,1	44,8	45,2
Vendite finali al mercato tutelato	-	-	-	-	-	-	25,6	23,3	25,1	24,2	19,1	19,7
Vendite finali al mercato libero	-	-	-	-	-	-	24,4	24	58,2	53,1	50,0	50,2

 eni s.p.a. divisione e&p	Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1	Pagina 30 di 48
--	---	-----------------

A fronte delle previsioni di consumi crescenti di gas evidenziate nel paragrafo precedente e, considerando la possibilità di potenziali carenze negli approvvigionamenti esterni, assume una notevole importanza strategica il ruolo dell'*upstream* italiano, ovvero il processo di esplorazione e di produzione di idrocarburi a livello nazionale. Tale processo garantisce una maggior continuità negli approvvigionamenti, nonché il potenziamento della rete di rigassificatori, attualmente limitata al solo terminale di Panigaglia (La Spezia) ed al Terminale GNL di Rovigo, la prima struttura offshore al mondo per ricezione, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale liquefatto, al fine di incrementare l'importazione di LNG (Liquefied Natural Gas).

2.3 **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 legislativo/ambientale internazionale, ed 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 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.

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

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:

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 31 di 48</p>
---	--	------------------------

- 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 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 fino a 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'acqua 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): è 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).

Secondo l'art. 122 della Convenzione, il Mar Mediterraneo 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*".

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

Non avendo l'Italia istituito alcuna zona economica esclusiva, l'area interessata dal progetto "Offshore Ibleo" 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

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 32 di 48</p>
---	--	------------------------

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). 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).

Inoltre, sulla piattaforma continentale lo Stato costiero:

- 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).

2.3.2 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'identificazione di modelli di sviluppo alternativi ed ottimizzazione di scelte per lo stanziamento di risorse.

Successivamente, la Convenzione, a cui attualmente hanno aderito tutti gli 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 protocolli che ha originato costituiscono il quadro giuridico del MAP, ancora in fase di ratifica, noto come Sistema di Barcellona.

Difatti, solo due protocolli sono attualmente in vigore:

- Protocollo SPA (*Specially Protected Areas*) e Biodiversità (dal 12 Dicembre 1999) - relativo alle zone particolarmente protette e di diversità biologica nel Mediterraneo;

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 33 di 48</p>
---	--	------------------------

- 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.

Le leggi nazionali precedenti in applicazione dei due protocolli di cui sopra, sono rispettivamente la Legge 979/82 e s.m.i (Disposizioni per la difesa del mare), la Legge 394/91 e s.m.i. (Legge quadro aree protette) e la Legge 349/86 e s.m.i. (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 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.

2.3.3 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 in 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);

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 34 di 48</p>
---	--	------------------------

- prevenzione dell'inquinamento da rifiuti delle navi (Allegato V), in vigore dal 31 Dicembre 1988;
- prevenzione dell'inquinamento atmosferico prodotto da 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 speciali¹, incluso il Mar 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 e s.m.i. sulla Difesa del Mare che vieta lo sversamento di idrocarburi o altre sostanze nocive nelle acque territoriali o interne. La stessa legge impone il divieto di scarico in mare di tali sostanze, anche al di fuori delle acque territoriali italiane.

L'Annex V della Convenzione MARPOL individua alcune aree, note come "Aree speciali", caratterizzate da particolari condizioni oceanografiche, ecologiche e dal particolare traffico marittimo che vi si svolge. Tali aree sono: Mar Baltico, Mar Mediterraneo, Mar Nero, Mar Rosso, Zona dei Golfi, Antartide, Mare del Nord, Mar dei Caraibi.

Con particolare riferimento al progetto in esame, nell'Annex V, Allegato I, Norma 21 della Legge 662/80 (requisiti speciali per piattaforme di perforazione ed altre piattaforme), si riporta che le piattaforme (fisse e galleggianti) impegnate nella perforazione e coltivazione delle risorse minerarie presenti al di sotto dei fondali marini devono rispettare le prescrizioni previste per navi non petroliere con tonnellaggio maggiore o uguale a 400 tonnellate. All'interno delle "Aree speciali", quindi, è ammesso lo scarico a mare di idrocarburi o di miscele di idrocarburi a condizione che la loro concentrazione, senza diluizioni, non superi le 15 ppm.

Nell'Annex AF, l'Allegato IV (Norme 2 e 8) regola il trattamento delle acque usate e consente lo scarico diretto a mare previo trattamento (triturazione e disinfezione) mediante un dispositivo approvato e certificato.

Nel caso della piattaforma "Prezioso K" non sono previsti scarichi civili (w.c., lavandini, docce, cambusa) in mare in quanto tutti i moduli alloggi sono installati sulla già esistente piattaforma "Prezioso".

Nel caso dei Campi Pozzo Argo, Panda e Cassiopea e dei Pozzi Centauro 1 e Gemini 1, i reflui civili saranno trattati con un impianto di depurazione omologato R.I.N.A prima della scarico a mare e,

¹ Il mar Mediterraneo, il mar Baltico, il mar Rosso ed il mar Nero sono classificati come zone speciali in quanto particolarmente vulnerabili dal punto di vista del potenziale inquinamento da scarico di sostanze oleose secondo la convenzione di Marpol.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 35 di 48</p>
---	--	------------------------

comunque, rilasciati in mare ad una distanza da terra superiore a 12 miglia. Lo scarico avviene in conformità a quanto previsto dalla Legge No. 662/1980.

Nell'Annex AH, l'Allegato V regola 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/dentro zona speciale).

Nel caso dell'impianto di perforazione utilizzato per l'esecuzione dei pozzi previsti dal progetto "Offshore Ibleo", essendo localizzato all'interno di un'area speciale, i rifiuti alimentari verranno triturati e sminuzzati (in modo tale da poter passare 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).

2.3.4 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).

Tra le azioni prioritarie che permetteranno di raggiungere l'obiettivo prefissato vengono indicati l'aumento di efficienza del sistema elettrico e la riduzione dei consumi energetici nei settori industriale/abitativo/terziario, da attuarsi anche attraverso l'aumento della penetrazione di gas naturale negli usi civili e industriali. In tal senso il progetto in esame risulta coerente con gli obiettivi di Kyoto e con gli indirizzi della politica energetica nazionale.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 36 di 48</p>
---	--	------------------------

2.4 NORMATIVA EUROPEA DI SETTORE

2.4.1 Tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori nelle industrie estrattive

La Comunità Europea nell'anno 1992 ha introdotto due Direttive volte alla tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori nell'industria estrattiva. Nello specifico le Direttive sono:

- *Direttiva 92/91/CEE* del Consiglio, emanata il 03 Novembre 1992 e modificata dalla Direttiva 2007/30/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio datata 20 Giugno 2007. Ai sensi della Direttiva 92/91/CEE si definiscono “*prescrizioni minime intese al miglioramento della tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione*”; dove per «*industrie estrattive per trivellazione*», all'art. 2, si intendono “*tutte le industrie che svolgono le attività di estrazione propriamente detta di minerali per trivellazione con perforazioni di sondaggio.*”;
- *Direttiva 92/104/CEE del Consiglio*, emanata il 3 Dicembre 1992, che definisce “*prescrizioni intese al miglioramento della tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori delle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee*”, dove, per “*industrie estrattive sotterranee*” si intendono “*tutte le industrie che svolgono le attività di estrazione propriamente detta di minerali in sotterraneo*”.

Tali Direttive definiscono obblighi che il datore di lavoro deve rispettare al fine di preservare la sicurezza e la salute dei lavoratori e dei luoghi di lavoro.

2.4.2 Norma Europea per il mercato interno del gas - Direttiva 2003/55/CE

Il mercato interno del gas a livello europeo è regolato dalla Direttiva 2003/55/CE. La direttiva garantisce l'accesso ai sistemi di trasporto e distribuzione, enunciando il diritto di accesso non discriminatorio da parte di terzi alle reti di trasporto e di distribuzione, nonché agli impianti di gas naturale liquefatto (GNL). Peraltro ciò non impedisce la stipulazione di contratti a lungo termine, in quanto conformi alle norme sulla concorrenza della Comunità. Gli Stati sono tenuti a mettere a punto condizioni di concorrenza eque, per evitare i rischi di posizione dominante, in particolare degli operatori storici, e i comportamenti predatori.

A partire dal 1° luglio 2004, sono i consumatori industriali a poter scegliere liberamente il fornitore di gas e, dal 1° luglio 2007, i privati. In ogni Stato membro vengono nominati i gestori delle reti di trasporto e delle reti di distribuzione, incaricati della gestione, della manutenzione e dello sviluppo degli impianti di trasporto e di distribuzione, di stoccaggio e di gas naturale liquefatto.

Essi sono sottoposti ad obblighi analoghi a quelli già considerati per i soggetti che operano nel campo dell'energia elettrica. In particolare, per quanto riguarda la creazione di un regime di concorrenza, i gestori delle reti non possono favorire talune imprese, in particolare quelle ad esse eventualmente connesse. Anche in questo caso, quindi, quando le imprese sono integrate verticalmente, le attività di

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 37 di 48</p>
---	--	------------------------

trasporto e di distribuzione devono essere separate sul piano giuridico e funzionale dalle altre attività, come le attività di approvvigionamento e fornitura, senza che ciò implichi, tuttavia, lo scorporamento della proprietà. La direttiva prevede norme minime comuni per garantire un livello elevato di protezione dei consumatori (fra cui diritto di cambiare fornitore, trasparenza delle condizioni contrattuali, informazioni generali, meccanismi di soluzione delle controversie) e vigila per garantire una protezione adeguata dei consumatori vulnerabili.

Ogni Stato membro è tenuto a nominare un regolatore indipendente, incaricato di controllare in primo luogo il rispetto del principio di non discriminazione, il livello di trasparenza e di concorrenza, le tariffe e i metodi utilizzati per calcolarle. Tali autorità di regolamentazione sono responsabili anche della soluzione delle controversie.

2.5 NORMATIVA NAZIONALE DI SETTORE

Gli strumenti normativi di rilevanza nazionale, selezionati per la loro attinenza col progetto in esame sono:

- 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 l'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 la cui combustione provoca una minore emissione di gas serra;
- la Legge 23 Agosto 2004, No. 239 (Legge Marzano) che prevede il riordino del settore energetico nonché delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia;
- la Legge 23 Luglio 2009, No. 99 "*Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia*" che introduce alcune modifiche alla Legge 239/2004 in merito alla ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi a mare e in terraferma.

2.5.1 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

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 38 di 48</p>
---	--	------------------------

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:

- 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 ricerca di giacimenti *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 n. 9 del 9 Gennaio 1991 e s.m.i. *“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, e degli idrocarburi, incentivando l'autoproduzione 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 ed 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, abrogato dall'art. 36 del D. Lgs. 152/2006 e s.m.i.);
- norme relative al settore degli idrocarburi e della geotermia, con particolare riferimento a:

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 39 di 48</p>
---	--	------------------------

- 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 e s.m.i.);
- 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 e s.m.i.);
- norme per gli autoproduttori e per le imprese elettriche degli Enti Locali (Titolo III, articoli da 20 a 24 e s.m.i.);
- disposizioni fiscali (Titolo IV, articoli da 25 a 32 e s.m.i.);
- disposizioni finanziarie e finali (Titolo V, articoli da 33 a 35 e s.m.i.).

In base all'art. 36 del D. Lgs. 152/2006 e s.m.i. (che abroga l'art. 2, Comma 3 della Legge n. 9/91) le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi sono sottoposte all'applicazione della procedura di VIA (ad oggi normate dal D. Lgs. 4/2008), 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.

2.5.2 Conferenza Nazionale per l'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 e 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;

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 40 di 48</p>
---	--	------------------------

- concertazione;
- competitività, qualità, innovazione e sicurezza;
- informazione e servizi.

In tale contesto, il progetto di esplorazione di un giacimento per un'eventuale successiva estrazione di gas, risulta pienamente coerente con quanto sancito dalla Conferenza in quanto contribuisce alla maggiore diffusione del gas naturale come fonte energetica.

2.5.3 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. il metano) rispetto a quelli ad alto contenuto (per esempio il carbone) coerentemente all'impegno sottoscritto dal governo italiano a Kyoto sulla riduzione delle emissioni di gas serra.

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

La Carbon Tax, incentivando l'utilizzo del gas metano, 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.

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

Con la Legge 443/2001 (nota come "Legge Obiettivo"), il Governo ha il compito di *"individuare infrastrutture pubbliche e private ed insediamenti produttivi strategici di preminente interesse nazionale da realizzare per la modernizzazione e lo sviluppo del Paese"* (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).

In tale contesto, è stata data delega al Governo (art. 1, comma 2) *"di definire un quadro normativo finalizzato alla celere realizzazione delle infrastrutture e degli insediamenti individuati ai sensi del comma 1, riformando le procedure per la valutazione di impatto ambientale (VIA) e l'autorizzazione"*

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 41 di 48</p>
---	--	------------------------

integrata ambientale, limitatamente alle opere di cui al comma 1 (...) introducendo un regime speciale in deroga (...), nel rispetto di determinati principi e criteri direttivi (lettere da "a" ad "o") (...).

L'individuazione di tali infrastrutture ed insediamenti strategici 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.

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"* (Allegato 4, delibera CIPE No. 121/01).

2.5.5 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 e s.m.i. per l'energia elettrica e D.Lgs. No. 164/2000 e s.m.i. 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 ed interventi di riorganizzazione del settore;
- l'aumento della diversificazione delle fonti energetiche, anche a tutela della sicurezza degli approvvigionamenti e dell'ambiente.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 42 di 48</p>
---	--	------------------------

Con riferimento al progetto 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 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;
- *lettera g)* valorizzare le risorse nazionali di idrocarburi, favorendone la prospezione e l'utilizzo con modalità compatibili con l'ambiente.

Nel seguito del paragrafo vengono integralmente riportati i commi che contengono indicazioni con specifico riferimento alle attività di ricerca di 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 ed 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 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 e s.m.i.;
- *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.

 eni s.p.a. divisione e&p	Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1	Pagina 43 di 48
--	---	-----------------

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 D.Lgs. 23 Maggio 2000 n. 164 (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.

Con l'adozione della Legge No. 99 del 23 Luglio 2009 "*Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia*", oltre alle prescrizioni introdotte per potenziare e migliorare i servizi specialistici nel campo energetico, sono state introdotte alcune modifiche alla Legge 23 Agosto 2004, n. 239, precedentemente descritta.

2.5.6 Legge No. 99 del 23 Luglio 2009

Con l'adozione della Legge No. 99 del 23 Luglio 2009 "*Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia*", oltre alle prescrizioni introdotte per potenziare e migliorare i servizi specialistici nel campo energetico, sono state introdotte alcune modifiche alla Legge 23 Agosto 2004, n. 239, precedentemente descritta.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 44 di 48</p>
---	--	------------------------

Nello specifico, l'art. 27, comma 34, della Legge 99/2009, modifica i commi da 77 a 82 dell'art. 1 della Legge 239/2004, con precisi riferimenti alle attività di ricerca di idrocarburi a mare:

- *“comma 80: l'autorizzazione alla perforazione del pozzo esplorativo, alla costruzione degli impianti e delle opere necessari, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili all'attività di perforazione è concessa, previa valutazione di impatto ambientale, su istanza del titolare del permesso di ricerca di cui al comma 79, da parte dell'ufficio territoriale minerario per gli idrocarburi e la geotermia competente”;*
- *“comma 82-ter. la concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi, di cui all'articolo 9 della Legge 9 gennaio 1991, n. 9, e s.m., è rilasciata a seguito di un procedimento unico al quale partecipano le amministrazioni competenti ai sensi del comma 7, lettera n), del presente articolo, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità di cui alla Legge 7 agosto 1990, n. 241. Con decreto dei Ministri dello sviluppo economico, delle infrastrutture e dei trasporti e dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sono individuate le attività preliminari che non comportano effetti significativi e permanenti sull'ambiente che, in attesa della determinazione conclusiva della conferenza di servizi, l'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e la geotermia è competente ad autorizzare”.*

Inoltre, come definito dal comma 35 dell'art. 27 della Legge 99/2009, le disposizioni del comma 34 del presente articolo, *“si applicano anche ai procedimenti in corso alla data di entrata in vigore della presente legge, nonchè ai procedimenti relativi ai titoli minerari vigenti, eccetto quelli per i quali sia completata la procedura per il rilascio dell'intesa da parte della regione competente”.*

2.6 VERIFICA DELLA COERENZA CON GLI STRUMENTI NORMATIVI VIGENTI

Come già anticipato nella Premessa, il Progetto “Offshore Ibleo” prevede:

- lo sviluppo integrato dei Campi Gas Argo, Panda e Cassiopea, situati a circa 30 km da Licata (AG) ubicati rispettivamente all'interno della:
 - Istanza di Concessione di Coltivazione “d2G.C.-AG”, nell'ambito del Permesso di Ricerca “G.R14.AG”; in cui ricade il Campo Gas Panda;
 - Istanza di Concessione di Coltivazione “d3G.C.-AG”, nell'ambito dei Permessi di Ricerca “G.R13.AG” e “G.R14.AG”, in cui ricadono rispettivamente i Campi Gas Argo e Cassiopea.
- la realizzazione dei Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1, all'interno dell'Istanza di Concessione di Coltivazione “d3G.C.-AG”. nell’ambito del Permesso di Ricerca “G.R13.AG”, rispettivamente a circa 25 km e 28 km di distanza dalla costa italiana.

Il Progetto “Offshore Ibleo” si svilupperà nell'offshore del Canale di Sicilia, al largo del Comune di Licata (AG) ed include anche una piccola parte onshore da realizzarsi nel territorio del Comune di Gela, all'interno di un'area di circa 2.500 m² individuata nella già esistente area relativa al Progetto Green Stream. Le attività prevedono la realizzazione di un misuratore fiscale del gas e l'installazione

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 45 di 48</p>
---	--	------------------------

temporanea delle apparecchiature necessarie a garantire le operazioni di “pigging” della sealine di trasporto.

L’installazione delle varie facilities avverrà indicativamente a 5 km, in direzione Sud-Est, dal centro città del Comune di Gela, all’estremo Sud dell’Area Industriale di Gela, e l’area oggetto delle attività onshore risulta:

- compresa all’interno di una Zona di Protezione Speciale (ZPS), istituita ai sensi della Direttiva Comunitaria 79/409/CEE, denominata “Torre Manfreda, Biviere e Piana di Gela” (contraddistinta dal codice identificativo Natura 2000: ITA050012);
- ubicata in prossimità di un Sito di Importanza Comunitaria (SIC), istituito ai sensi della Direttiva Habitat 92/43/CEE (recepita con DPR n. 357 dell’8 settembre 1997), denominato “Biviere e Macconi di Gela” (contraddistinto dal codice identificativo Natura 2000: ITA050001);
- compresa all’interno dell’area classificata come Important Bird Area (IBA) n. 166 “Biviere e Piana di Gela”.

Per tale motivo, si allega al presente SIA la Valutazione di Incidenza Ambientale, al fine di identificare e valutare la significatività di eventuali effetti ambientali connessi alla realizzazione del progetto in esame sui Siti “Rete Natura 2000” sopra elencati, tenuto conto degli obiettivi di conservazione dei valori naturali tutelati nei siti stessi. Inoltre, la Valutazione d’Incidenza tratterà in modo esaustivo anche gli strumenti di pianificazione e programmazione territoriale, al fine di verificare la compatibilità tra le indicazioni normative relative alla legislazione vigente e le indicazioni e le soluzioni prospettate dal progetto delle attività da realizzare.

Il Progetto “Offshore Ibleo” risulta pienamente coerente con i contenuti della normativa vigente ed, in particolare:

- con i provvedimenti di carattere strategico in ambito 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 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.

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 in esame verranno analizzati nella loro complessità per i possibili effetti su tutti i comparti ambientali interessati.

2.7 LA POLITICA AMBIENTALE DI ENI S.P.A. – DIVISIONE E&P

eni s.p.a.– divisione e&p (Unità operante in Italia) è dotata, per la gestione delle problematiche ambientali, di un Sistema di Gestione Integrato (SGI) che assicura che tutte le attività di estrazione e stoccaggio di idrocarburi siano svolte secondo principi di salvaguardia dell’ambiente e della salute e

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 46 di 48</p>
---	--	------------------------

sicurezza nel rispetto delle disposizioni vigenti, e di ricerca continua del miglioramento delle prestazioni.

Di seguito si fornisce:

- una descrizione del Sistema di Gestione Integrato (SGI);
- una descrizione della Certificazione ISO 14001.

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

Il Distretto Meridionale (DIME), che riferisce alla Regione Sud Europa (RESU) di eni divisione exploration & production (div. e&p), opera sul territorio italiano e mantiene un Sistema di Gestione Integrato HSE (SGI), finalizzato a garantire l'applicazione della Politica in materia di Salute, Sicurezza, Ambiente, Incolumità Pubblica (che comprende la prevenzione degli incidenti rilevanti), Qualità e Radioprotezione.

La parte ambientale del SGI è stata sviluppata in conformità ai requisiti previsti dalla norma ISO 14001.

Le parti relative alla sicurezza (intesa sia come sicurezza del lavoro che come sicurezza industriale e prevenzione degli incidenti rilevanti) e alla salute sono state sviluppate in conformità ai requisiti previsti dalla norma OHSAS 18001:2007.

La parte relativa alla qualità è stata sviluppata in conformità ai requisiti previsti dalla norma ISO 9001.

In forma schematica, la struttura documentale del SGI di DIME può essere così rappresentato (cfr. **Figura 2-20**).

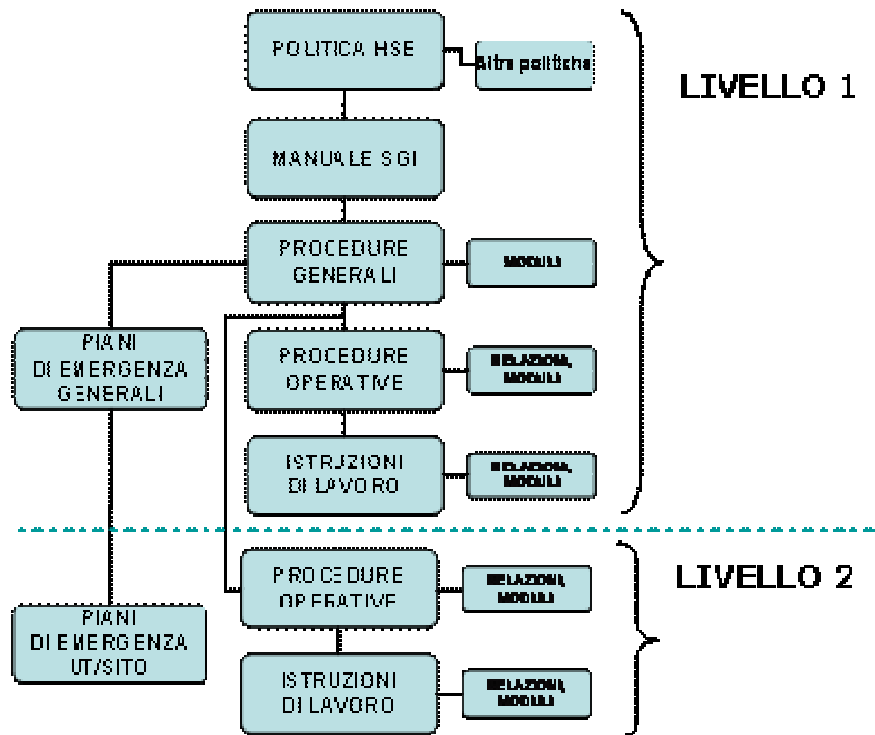


Figura 2-20: struttura documentale del SGI di DIME

La dichiarazione di intenti e di impegni specifici del Sistema di Gestione Integrato HSE, nota come politica HSE, sottoscritta da DIME è riportata di seguito.

Il Distretto Meridionale (in forma abbreviata DIME), sviluppando le attività caratteristiche della missione della divisione e&p di eni s.p.a., persegue l'eccellenza e promuove:

- la tutela dell'incolumità pubblica, della salute e della sicurezza dei lavoratori e delle comunità locali;
- la tutela e la promozione dei diritti umani;
- il progresso e il benessere della collettività;
- la salvaguardia e la protezione dell'ambiente, e la conservazione della biodiversità;
- il miglioramento continuo della qualità nei processi, servizi e prodotti delle proprie attività e operazioni;

quali elementi essenziali per assicurare la sostenibilità del proprio "business". 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);

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 48 di 48</p>
---	--	------------------------

- responsabilizzare la linea organizzativa e promuovere il massimo coinvolgimento delle proprie risorse umane e dei contrattisti nell'applicazione della Politica, nella gestione degli aspetti HSE e nel rispetto dei diritti umani nello svolgimento delle proprie attività;
- 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, degli standard aziendali e della buona pratica industriale, collaborando, 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 per assicurare le condizioni di lavoro più salubri e sicure possibili e il rispetto dell'ambiente e della biodiversità;
- mettere in atto tutte le necessarie misure di prevenzione, di protezione, 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, 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;
- informare periodicamente i dipendenti, le organizzazioni di categoria, le Autorità e in genere i portatori di interesse sui risultati conseguiti in materia HSE;
- selezionare appaltatori che dimostrino di adottare standard HSE in linea con il Sistema di Gestione di DIME;
- 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.

La dichiarazione di intenti e di impegni specifici del Sistema di Gestione Integrato HSE, nota come Politica HSE, è riportata in **Appendice 1**.

2.7.2 Certificazione ISO 14001

La Certificazione ambientale ISO 14001 ottenuta dal Distretto Meridionale, attesta come il Distretto Meridionale sia in possesso di un Sistema di Gestione Ambientale che rispetta i requisiti dettati dalla normativa ISO.

A seguito della riorganizzazione, che ha visto la suddivisione in due distretti (Distretto Centro Settentrionale e Distretto Meridionale) l'ente esterno di certificazione nel mese di novembre 2009 ha rilasciato il nuovo certificato, riportato in **Appendice 2**.