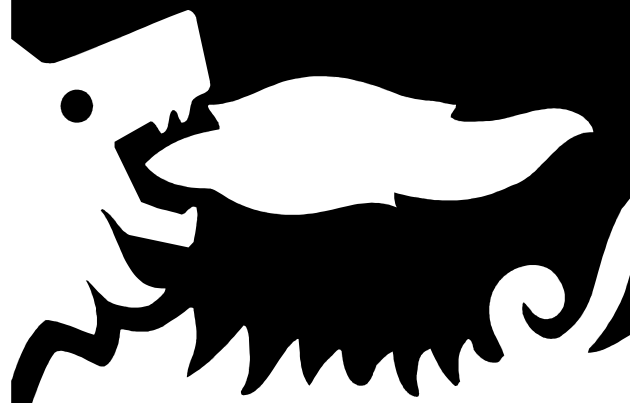


DIVISIONE EXPLORATION & PRODUCTION



Doc. SICS 197

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

“Progetto Clara NW”

Campo Gas Clara Est

Off-shore Adriatico Centrale

*Capitolo 2: Descrizione degli
strumenti di programmazione
e pianificazione territoriale e
del regime vincolistico*

Febbraio 2012



INDICE

2 DESCRIZIONE DEGLI STRUMENTI DI PROGRAMMAZIONE E PIANIFICAZIONE TERRITORIALE E DEL REGIME VINCOLISTICO **E**

	1
2.1	PREMESSA..... 1
2.2	SETTORE ENERGETICO ITALIANO..... 2
2.2.1	Mercato degli idrocarburi – Situazione mondiale..... 3
2.2.2	Mercato degli Idrocarburi - Situazione Europea 9
2.2.3	Mercato degli idrocarburi - Situazione italiana..... 13
2.3	NORMATIVA INTERNAZIONALE DI SETTORE 24
2.3.1	Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare..... 25
2.3.2	Convenzione di Barcellona 26
2.3.3	Convenzione di Londra 27
2.3.4	Protocollo di Kyoto 28
2.4	NORMATIVA EUROPEA DI SETTORE..... 29
2.4.1	Tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori nelle industrie estrattive 29
2.4.2	Norme Europee per il mercato interno del gas - Direttiva 2003/55/CE 29
2.4.3	Condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi - Direttiva 94/22/CE 30
2.5	NORMATIVA NAZIONALE DI SETTORE..... 30
2.5.1	Piano Energetico Nazionale..... 31
2.5.2	Conferenza Nazionale per l'Energia e l'Ambiente 32
2.5.3	Carbon Tax 33
2.5.4	Delega al Governo in materia di infrastrutture ed insediamenti produttivi strategici ... 33
2.5.5	Legge 23 Agosto 2004, n. 239 (Legge Marzano) 34
2.5.6	Legge 23 Luglio 2009, n. 99 36
2.5.7	Decreto Ministeriale 4 Marzo 2011 e Decreto Direttoriale 22 Marzo 2011 36
2.6	PRINCIPALI STRUMENTI NORMATIVI 37
2.6.1	Regio Decreto 29 Luglio 1927 n. 1443 41
2.6.2	Decreto del Presidente della Repubblica 24 Maggio 1979, n. 886 (coordinato al D.Lgs. 624/96) 42
2.6.3	Decreto Legislativo 25 Novembre 1996, n. 624..... 44
2.7	IL REGIME VINCOLISTICO SOVRAORDINATO 44
2.7.1	Aree Naturali Protette 48
2.7.2	Zone marine di ripopolamento (Legge 41/82)..... 58



2.7.3	Zone marine di tutela biologica (Legge 963/1965 e s.m.i.).....	58
2.7.4	Zone marine e costiere interessate da Siti della Rete Natura 2000 (Siti di Importanza Comunitaria, Zone di Protezione Speciale)	59
2.7.5	Zone marine e costiere interessate da "Important Bird Area" (IBA)	63
2.7.6	Aree tutelate ai sensi del D.Lgs 42/2004 e s.m.i.	64
2.7.7	Aree vincolate in base a specifiche Ordinanze emesse dalle Capitanerie di Porto competenti	66
2.8	VERIFICA DELLA COERENZA CON GLI STRUMENTI NORMATIVI VIGENTI	66
2.9	LA POLITICA HSE DI ENI S.P.A. - DIVISIONE E&P	67
2.9.1	Sistema di Gestione Integrato HSE (Salute, Sicurezza, Ambiente e Incolumità Pubblica).....	67
2.9.2	Certificazioni ISO 14001 e OHSAS 18001	68

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 197 Studio di Impatto Ambientale Progetto “Clara NW”</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 1 di 68</p>
--	---	------------------------------------

2 DESCRIZIONE DEGLI STRUMENTI DI PROGRAMMAZIONE E PIANIFICAZIONE TERRITORIALE E DEL REGIME VINCOLISTICO

2.1 PREMESSA

Il presente Capitolo ha la funzione di strumento di controllo e di verifica della compatibilità tra i contenuti degli strumenti di pianificazione e programmazione territoriale, il sistema dei vincoli e delle tutele di carattere paesaggistico, archeologico e ambientale e le soluzioni prospettate dal Progetto “Clara NW”, relativo allo sviluppo del Campo di Clara Est, di cui è prevista la realizzazione, da eni e&p, nell’offshore Adriatico a circa 45 km (circa 24,3 miglia marine) dalla costa marchigiana di Ancona.

Lo studio del territorio e l’analisi del regime vincolistico è stato basato sull’attività di reperimento effettuata presso gli Enti di competenza e sull’esame della documentazione reperibile a carattere nazionale, regionale e locale che ne comprenda il regime vincolistico e le ipotesi di sviluppo programmatico.

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:** Il regime vincolistico sovraordinato;
- **Paragrafo 2.7:** Verifica della coerenza del progetto con gli strumenti normativi vigenti;
- **Paragrafo 2.8:** La Politica HSE di eni s.p.a. – divisione e&p.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 197 Studio di Impatto Ambientale Progetto "Clara NW"</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 2 di 68</p>
--	---	------------------------------------

2.2 SETTORE ENERGETICO ITALIANO

In Italia, la valorizzazione delle risorse interne di idrocarburi ha rappresentato 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 particolare ai consumi di gas naturale, come emerso dalla "*Relazione annuale alla commissione europea sullo stato dei servizi e sulla regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas, Anno 2010*" (redatta il 31 Luglio 2010 dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas), il 2009 è stato un anno negativo per il settore del gas naturale: il Ministero dello sviluppo economico ha stimato infatti che il consumo interno lordo – comprensivo cioè delle perdite, pari a circa 1,4 G(m³) – è stato pari a 78,05 G(m³), valore che si confronta con gli 84,9 G(m³) del 2008. In base ai primi e provvisori risultati dell'Indagine annuale sull'evoluzione dei settori regolati svolta dall'Autorità, nel 2009 sono stati venduti al mercato finale 66,55 G(m³); se a tali quantitativi si aggiungono i 12,49 G(m³) di autoconsumi, cioè il gas impiegato direttamente nelle centrali di produzione elettrica degli operatori, si ottiene un volume di gas complessivamente consumato in Italia di 79,04 G(m³), valore superiore, ma non molto dissimile dai 78,05 G(m³) indicati dal Ministero dello sviluppo economico.

Il collasso dell'economia nel corso del 2009 si è infatti riflesso pesantemente sul bilancio del gas naturale determinando un consistente calo dei consumi, della produzione e dell'import/export. Ha colpito in modo particolare il crollo dei consumi per la generazione elettrica (-15,7%) più forte ancora di quello della generazione da prodotti petroliferi (-8,9%), dovuto essenzialmente al ritardo nel calo del prezzo del gas naturale rispetto al petrolio e al carbone. La produzione di gas naturale nel 2009 è calata del 13,4% a poco meno di 8,0 miliardi di m³, il maggiore balzo all'indietro in assoluto che riporta l'Italia ai valori del 1965. In base ai dati disponibili non sembra possibile fermare il calo dei livelli produttivi nei prossimi anni. Il forte calo nel fabbisogno di gas per consumi interni si è riflesso in un calo delle importazioni ancora più forte per via del prelievo dagli stoccaggi sotterranei. Nel 2009 l'81,3% del gas importato era di provenienza di quattro paesi extra comunitari (Algeria, Russia, Libia e Qatar) e il rimanente da altri sei paesi risultando complessivamente in un buon grado di diversificazione, che dovrebbe migliorare ancora con l'avvio a regime del terminale di GNL di Rovigo nel 2010. Anche le esportazioni sono pertanto diminuite passando da 210 del 2008 a 125 M(m³) nel 2009.

Nel 2009 la domanda totale del settore gas, intesa come volumi di gas venduti sul mercato all'ingrosso e al dettaglio (incluse quindi le rivendite) si è fermata a 146,5 G(m³), registrando un calo del 3,3% rispetto al 2008.

La domanda lorda è stata quindi soddisfatta per il 10,3% dalla produzione nazionale e per l'88,6% dalle importazioni nette.

Con 33 G(m³) di gas importato, il gruppo Eni si conferma dominante nell'importazione, così come avviene nella produzione nazionale. Pur scendendo nel tempo per il rispetto dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, non più operativi dal 2010, la quota di Eni rimane infatti preponderante e largamente superiore a quella dei concorrenti.

Le indicazioni degli operatori sono comunque per una lenta ripresa dei consumi già a partire dal 2010 con un raggiungimento del massimo storico del 2007 non prima del 2013, mentre nel 2015 il gas naturale dovrebbe sopravanzare il petrolio come prima fonte energetica del Paese (cfr. Tabella 2-1).



Tabella 2-1: fabbisogno di gas naturale nel 2005 – 2009 e previsioni al 2015 (Fonte: Relazione annuale alla commissione europea sullo stato dei servizi e sulla regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas, anno 2010)

G(m ³)	2005	2006	2007	2008	2009	2013	2015
Disponibilità per il consumo interno	86,3	84,5	84,9	84,3	77,5	84,7	88,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

In tale quadro, nel quale viene inevitabilmente accentuandosi la valenza strategica di nuovi contributi alla produzione nazionale di gas, trova coerente collocazione il progetto relativo allo sviluppo del giacimento offshore "Clara". Il progetto ricopre una rilevante importanza strategica per l'Italia, in quanto finalizzato alla valorizzazione di riserve ad alto potenziale, a ridurre le importazioni, a rilanciare l'economia e a garantire livelli di produzione significativi.

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 2010 - Highlights" (Energy Information Administration, 2010), la recessione economica, iniziata nel 2007, ha influito sulla domanda di energia a livello globale, anche se, le stime al 2035, prevedono una rapida crescita della domanda di energia soprattutto nei Paesi al di fuori dell'OCSE (*Organisation for Economic Co-operation and Development*).

A livello mondiale, nonostante nel 2009 si sia osservata una diminuzione dell'1% nel consumo di gas naturale, per il 2035 si stima una crescita pari a circa il 44% rispetto al consumo attuale (cfr. **Figura 2-1**), passando da 108 trilioni di piedi cubi (2007) a 156 trilioni di piedi cubi (2035).

Il consumo del gas naturale nei paesi extra - OCSE si stima crescerà circa tre volte più velocemente rispetto ai Paesi dell'OCSE, con gli aumenti in media dell'1,9 per cento all'anno per i paesi extra-OCSE e dello 0,6 per cento all'anno per i paesi dell'OCSE dal 2007 a 2035.

I più grandi incrementi provengono dal Medio Oriente, dall'Africa e dalla Russia e dagli altri paesi di Europa e di Eurasia extra-OCSE (cfr. **Figura 2-2**).

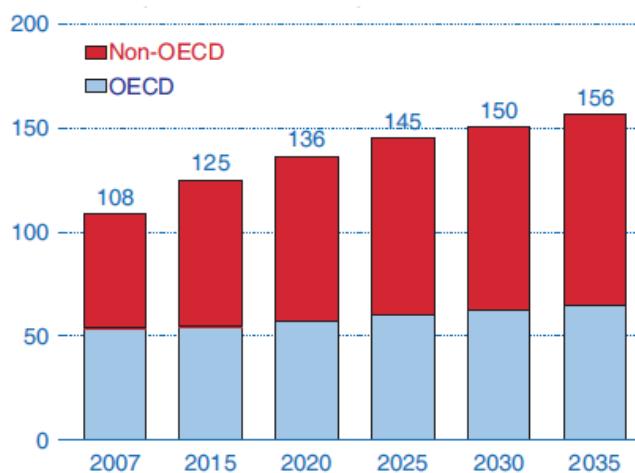


Figura 2-1: consumo di gas naturale nel mondo previsioni 2007 – 2035 (trilioni di piedi cubi)
(Fonte: *International Energy Outlook 2010*)

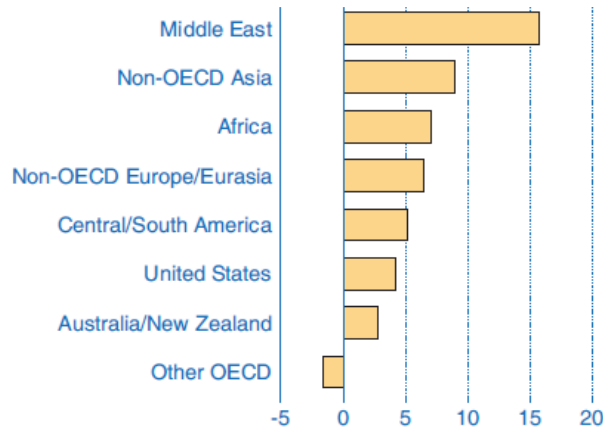


Figura 2-2: variazioni nel consumo di gas naturale nel mondo per Paese, 2007 – 2035 (trilioni di piedi cubi) (Fonte: *International Energy Outlook 2010*)

Il consumo di gas naturale è destinato ad aumentare annualmente con una media dell'1,8 % dal 2007 al 2020 con un decremento di crescita dello 0,9 % dal 2020 al 2035 a causa del previsto aumento dei prezzi delle risorse.

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.

Il gas naturale costituisce una fonte energetica fondamentale in particolare per il settore industriale (che si stima consumerà il 44% delle risorse mondiali di gas nel 2035).

Analizzando il consumo di gas naturale in singole aree, le stime per il periodo 2007-2035 indicano un incremento medio annuale previsto dello 0,7% in Nord America, dell'1% nei paesi europei e asiatici membri dell'OECD (cfr. Figura 2-4) e dello 0,8 % nei paesi asiatici membri dell'OECD (cfr. Figura 2-5), dello 0,2% in Russia, dell'0,6% negli altri paesi europei euroasiatici non membri dell'OECD (cfr. **Figura 2-6**).

Fra tutte le regioni del mondo, il trend di sviluppo maggiore nel consumo del gas naturale è previsto per i paesi extra - OCSE dell'Asia, che rappresenta 35% dell'incremento totale nell'uso del gas naturale. Il trend di consumo del gas naturale nei paesi extra-OCSE dell'Asia aumenta annualmente con una media del 3,5 per cento tra il 2007 -2035 (cfr. **Figura 2-7**).

Nelle figure seguenti si riportano le proiezioni EIA dei consumi di gas naturale per il periodo 2007-2035.

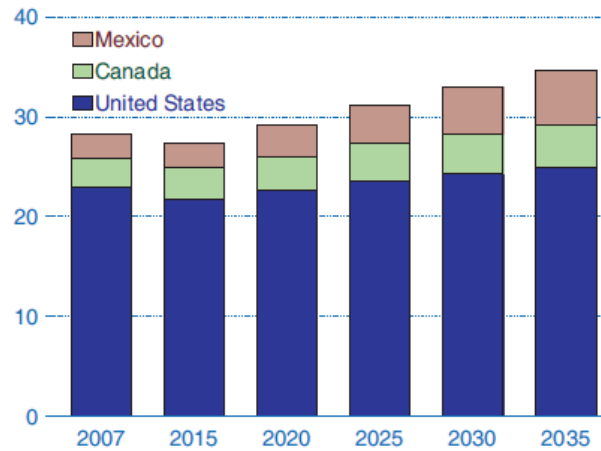


Figura 2-3: consumo di gas naturale (triloni di piedi cubi) in Nord America per nazione e settore, proiezione anni 2007 – 2035 (EIA, 2010)

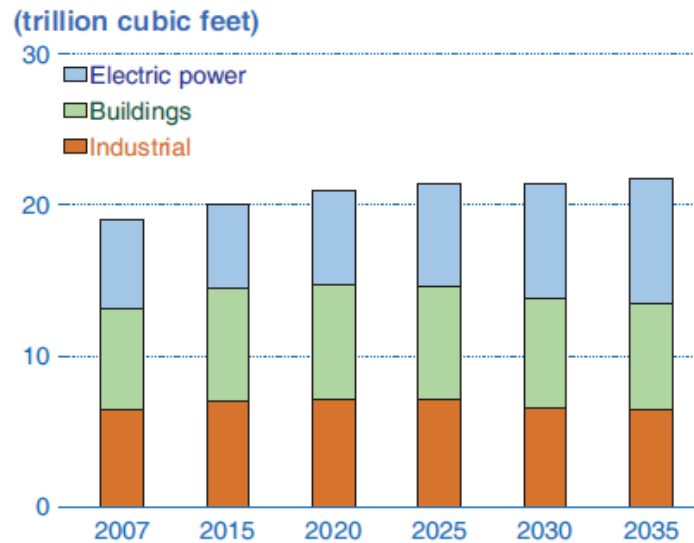


Figura 2-4: consumo di gas naturale (triloni di piedi cubi) per settore nei paesi europei dell'OECD proiezione anni 2007 – 2035 (EIA, 2010)

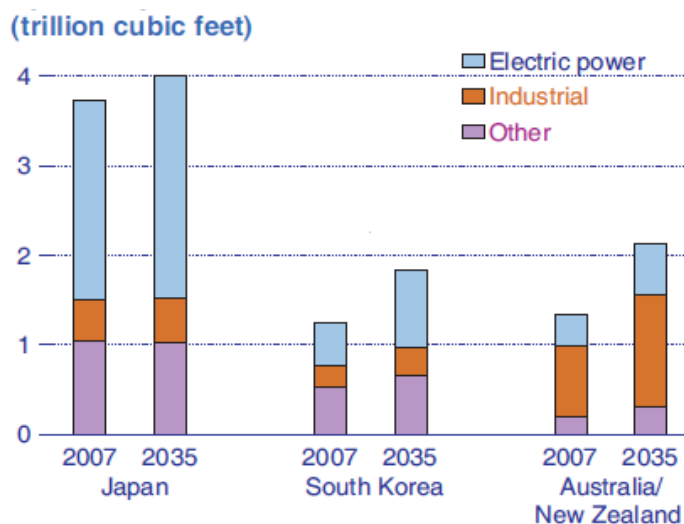


Figura 2-5: consumo di gas naturale nei paesi asiatici membri dell'OECD per nazione e settore, proiezione anni 2007 – 2035 (EIA, 2010)

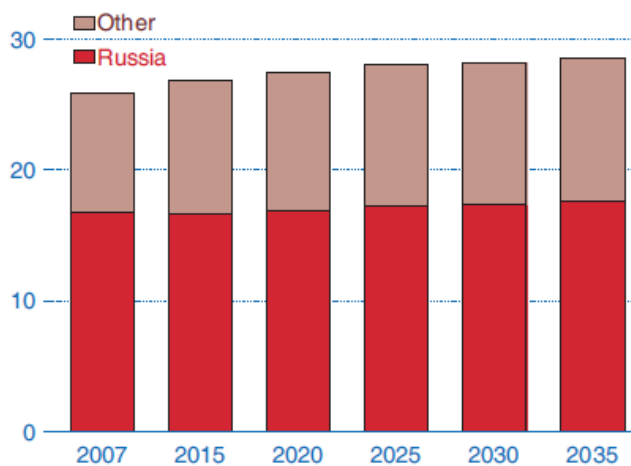


Figura 2-6: consumo di gas naturale (triloni di piedi cubi) nei paesi europei e eurasiatici non membri dell'OECD, proiezione anni 2007 – 2035 (EIA, 2010)

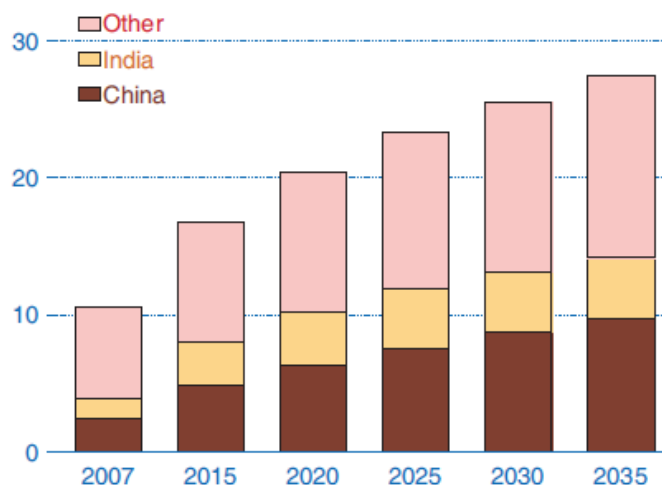


Figura 2-7: consumo di gas naturale (triloni di piedi cubi) nei paesi asiatici non membri dell'OECD, proiezione anni 2007 – 2035 (EIA, 2010)

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 triloni di piedi cubi nel 2006) e Russia (16,6 triloni di piedi cubi nel 2006).

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 e riserve mondiali di gas naturale

Al fine di soddisfare la crescente domanda sopra delineata, secondo le stime fornite dall'"*International Energy Outlook 2010*" (Energy Information Administration, 2010) la produzione mondiale di gas naturale dovrebbe aumentare di 50 triloni di piedi cubi nel periodo 2007 - 2035.

Il maggior aumento è previsto nei paesi non appartenenti all'OECD, dai quali si stima provenga l'89% dell'aumento totale di riserve nel periodo di studio. La produzione in tali paesi è, infatti, in crescita mediamente del 1,8% all'anno (da 67 triloni di piedi cubi nel 2007 a 111 triloni di piedi cubi nel 2035), mentre la produzione nei paesi membri dell'OECD è in crescita solo dello 0,4% all'anno (da 40 triloni di piedi cubi nel 2007 a 45 triloni di piedi cubi nel 2035).

Il maggior incremento della produzione è atteso nelle regioni extra-OCSE, soprattutto nel Medio Oriente. Tra i paesi europei ed euroasiatici non appartenenti all'OECD, la Russia rimane il maggior produttore di gas naturale.

Durante questo periodo si prevede che l'Iran ed il Qatar da sole aumenteranno la loro produzione del gas naturale di 12 triloni di piedi cubi, quasi un quarto dell'incremento totale nella produzione del gas del mondo.

La produzione del gas naturale nelle nazioni dell'OCSE si prevede aumenterà di circa 5,3 triloni di piedi cubi dal 2007 a 2035 (cfr. **Figura 2-8**). I più grandi aumenti sono previsti negli Stati Uniti (4,2 triloni di piedi cubi) ed in Australia/Nuova Zelanda..

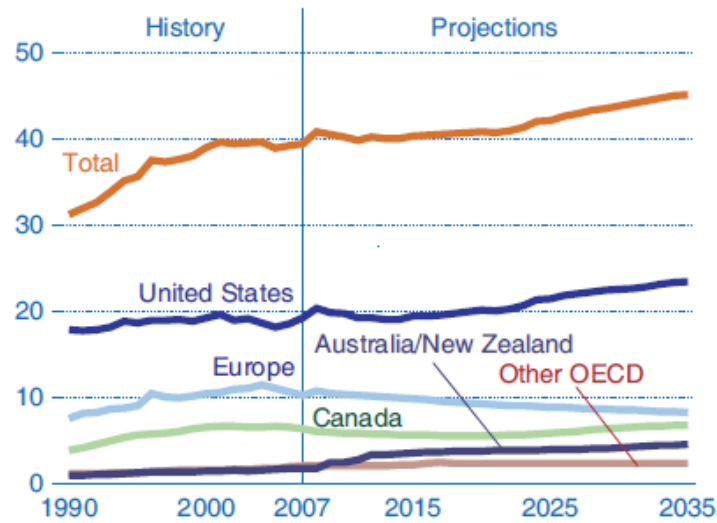


Figura 2-8: produzione di gas naturale (trilioni di piedi cubi) per paese, proiezione anni 1990 – 2035 (EIA, 2010)

Al 1° Gennaio 2010 le riserve mondiali di gas naturale sono stimate in circa 6.609 trilioni di piedi cubi, circa l'6% in più di quelle stimate per il 2009. Come mostrato in Figura 2-9, le maggiori riserve (circa i $\frac{3}{4}$ 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 55% di tutte le riserve di gas naturale nel mondo.

I maggiori incrementi nelle stime delle riserve di gas naturale per il 2010 sono stati segnalati per il Turkmenistan (265 trilioni di piedi cubi, con un aumento di 171 trilioni di piedi cubi pari al 182% rispetto al 2009, dopo le rivalutazioni del giacimento di gas del sud gigante di Yolotan-Osman) e l'Australia (110 trilioni di piedi cubi, con un aumento di 80 trilioni di piedi cubi). Incrementi minori, ma comunque significativi sono stati registrati in India e in Cina.

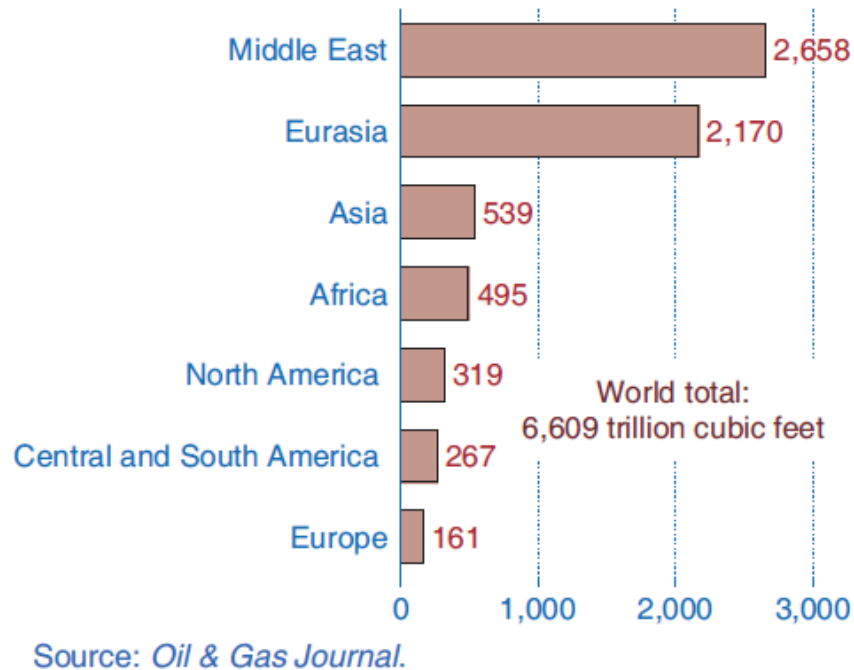


Figura 2-9: riserve mondiali di gas naturale per regioni geografiche al 1 Gennaio 2010 (EIA, 2010)

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 Annual Report, 2008-2009" e "Eurogas Activity Report 2010".

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, come altri Paesi dell'Unione Europea hanno incrementato la propria produzione. La **Figura 2-10** presenta una schematizzazione delle principali fonti di approvvigionamento dei Paesi dell'Unione Europea.

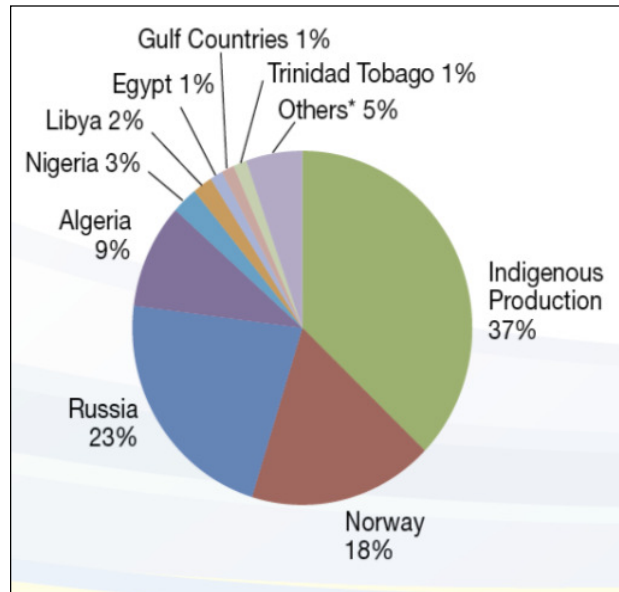


Figura 2-10: analisi delle fonti di approvvigionamento nei paesi EU27 nel 2008 (Eurogas, 2009)

La richiesta di gas in Europa nel 2010 è aumentata di circa il 7 % nel corso dell'anno civile precedente. La richiesta è stata particolarmente forte nel primo semestre ed in dicembre che è stato un mese particolarmente freddo.

2.2.2.2 Prospettive della Domanda di Gas

Secondo le stime di Eurogas, la domanda di gas naturale dovrebbe crescere sostenuta dall'estensione della rete di distribuzione nei Paesi a minore sviluppo e dalla diffusione crescente delle centrali a ciclo combinato, sia nei mercati consolidati, sia in quelli in rapida espansione (Eurogas, 2009).

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, 2007a).

In **Figura 2-11** si riporta la domanda di gas nel 2008, suddiviso per settori (EU27) (Eurogas, 2009).

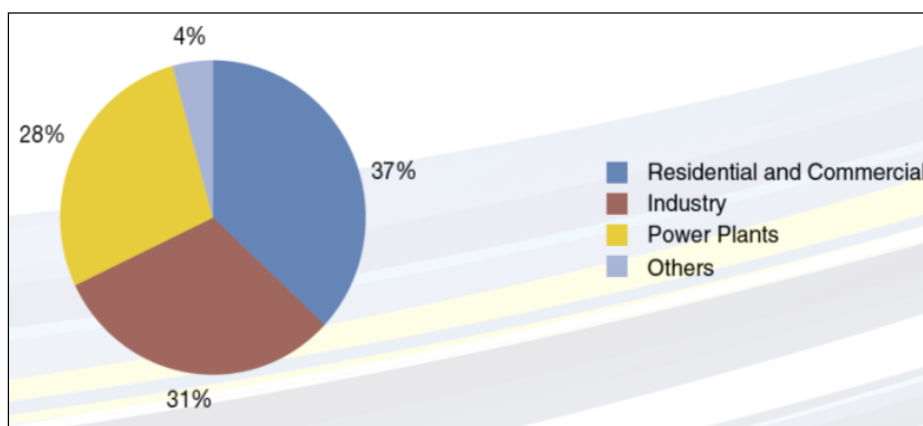


Figura 2-11: domanda di gas per settori (2008) (Fonte: Eurogas, annual report 2008/2009)



In **Tabella 2-2** 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 (2010).

Tabella 2-2: consumi in MTOE (Milioni di Tonnellate di Olio Equivalente) nei Paesi membri di EUROGAS e EU27 (2008 - 2009) (Fonte: Eurogas, 2010)

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

A livello europeo, invece, circa 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 2-12**).

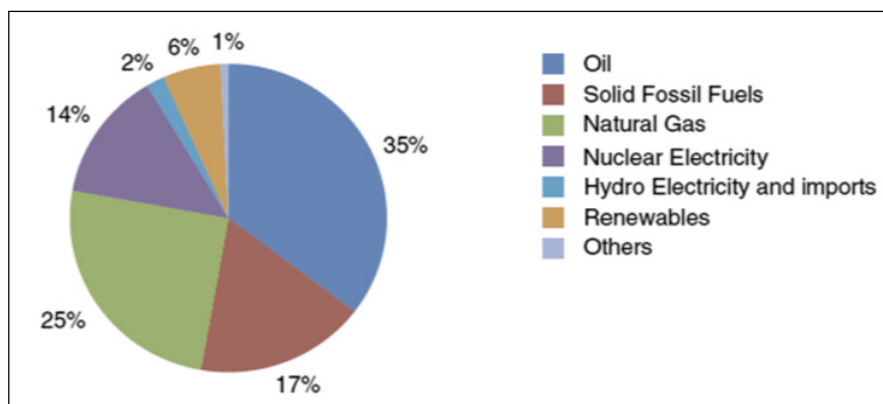


Figura 2-12: consumo di Energia Primaria nel 2008 nei Paesi EU27 (Eurogas, 2009)



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 2-13**).

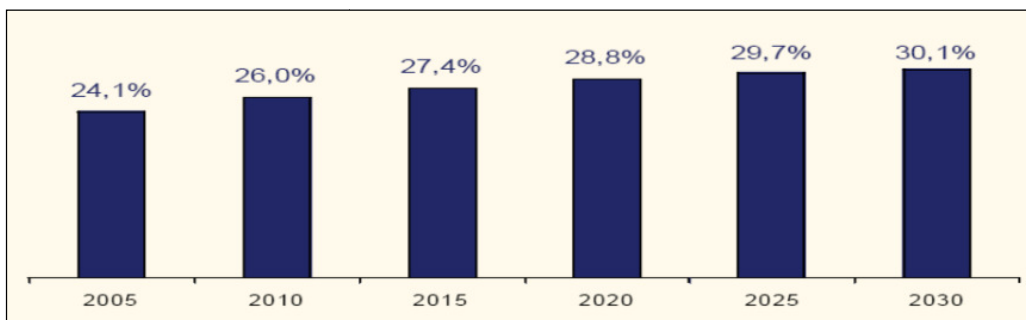


Figura 2-13: previsioni sull'andamento della domanda di Gas nei paesi EU27 (Eurogas, 2007)

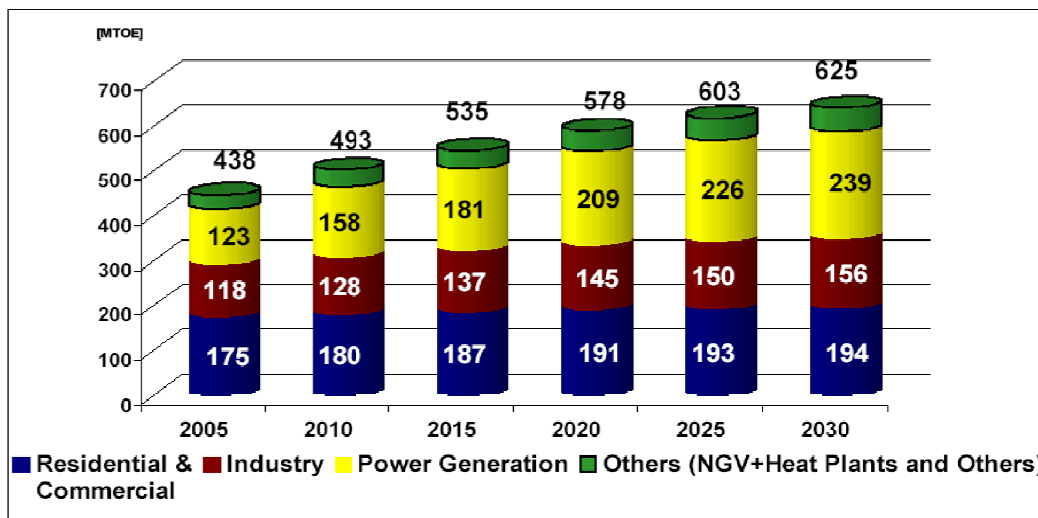


Figura 2-14: previsioni sull'andamento della domanda di Gas Naturale per settore negli Stati Membri UE (Eurogas, 2008)

Come mostrato in **Figura 2-14**, nel 2015 la domanda di gas raggiungerà i 603 MTOE ed i 625 MTOE nel 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.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 197 Studio di Impatto Ambientale Progetto "Clara NW"</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 13 di 68</p>
--	---	-------------------------------------

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 2010, è stata desunta dalla "Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta", redatta dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas a Luglio 2011.

Come era prevedibile, considerata la forte recessione del 2009 accompagnata dal crollo dei consumi, l'inizio di una ripresa nel 2010 ha visto un significativo risveglio del settore energetico, ma non ancora un rilancio. Come si può dedurre dalla **Tabella 2-3** (AEEG, 2010) il recupero ha riguardato in maggiore o minore misura quasi tutte le fonti di energia e i settori di attività. La produzione di energia primaria è aumentata del 9,2% rispetto al valore massimo degli ultimi sei anni, grazie soprattutto al forte incremento nella produzione di fonti rinnovabili e di petrolio (rispettivamente 2,0 e 0,6 milioni di tep), mentre il rialzo nella produzione di gas è stato molto più contenuto (0,2 milioni). Le importazioni sono cresciute complessivamente del 4,9%, soprattutto quelle del gas (5,0 milioni di tep), seguite dalle importazioni di petrolio e di carbone (rispettivamente 2,6 e 1,2 milioni di tep), nonché di piccoli quantitativi di biomasse (0,2 milioni di tep). Sono invece alquanto diminuite le importazioni di energia elettrica (-0,3 milioni di tep). Le esportazioni, dominate come sempre dai derivati del petrolio, sono aumentate di 2,6 milioni di tep. Sono invece leggermente calate le esportazioni di energia elettrica, ma meno delle importazioni, così che l'import netto è sceso di circa 0,2 milioni di tep.

L'immissione nelle scorte ha prevalso sui prelievi per tutte le fonti con una variazione complessiva di 2,2 milioni di tep, di cui la metà di petrolio e prodotti petroliferi e circa un terzo di carbone. Tirando le somme, la disponibilità per il consumo interno, che poi corrisponde al fabbisogno effettivo, è aumentata di 5,0 milioni di tep, valore apprezzabile ma comunque insufficiente a raggiungere il livello di 191 milioni del 2008 e molto lontano dal massimo storico di 198 milioni verificatosi nel 2005.

Tra le voci di bilancio degli usi finali, elencate in Tabella 2-3, risulta evidente una significativa ripresa dei consumi nel settore industriale con un incremento di 2,6 milioni di tep (inclusa la sintesi chimica), corrispondente a un aumento relativo del 7,0% sui consumi del 2009. Segue il settore civile, con un incremento di 1,9 milioni di tep, un aumento del 4,1% rispetto al 2009 in termini relativi, dovuto soprattutto al freddo clima invernale. È invece rimasta molto contenuta la crescita nel settore dei trasporti, appena 0,4 milioni di tep, che riscontra anche una flessione dei prodotti petroliferi a favore del gas naturale e dei biocarburanti. Infine, l'agricoltura denuncia un leggero calo dei consumi.

Dopo il valore massimo raggiunto nel 2005, il fabbisogno di energia primaria risulta in calo o comunque sembra essersi stabilizzato anche prima della crisi economica del 2008-2009. Nonostante la consistente riduzione della produzione nazionale di fonti fossili, la produzione di energia primaria è in continuo aumento grazie alla scalata delle fonti rinnovabili. Le importazioni di fonti fossili sono complessivamente in calo dal 2006. L'input primario alla generazione elettrica non cresce significativamente. La domanda di energia negli usi finali, dopo la trasformazione e la distribuzione, pare avviata a una stabilizzazione o decrescita se si esclude il settore civile, i cui consumi sono comunque influenzati dalle condizioni climatiche estive e invernali.



Tabella 2-3: bilancio dell'Energia nel 2009 e 2010 espressa in milioni di tonnellate di petrolio equivalente (Mtep) (AEEG, 2010)

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNO- VABILI	ENERGIA ELETTRICA ^(A)	TOTALE
Anno 2010						
Produzione	0,30	6,80	5,11	20,92	0,00	33,12
Importazione	13,90	61,70	96,88	1,53	10,07	184,09
Esportazione	0,23	0,12	28,85	0,11	0,40	29,71
Variazione scorte	0,69	0,43	1,07	0,02	0,00	2,21
Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	13,27	67,96	72,06	22,33	9,67	185,29
Consumi e perdite del settore energetico	-0,18	-1,36	-5,31	-0,11	-40,81	-47,78
Trasformazione in energia elettrica	-9,88	-24,81	-3,91	-17,97	56,57	0,00
Totale impieghi finali (5+6+7)	3,21	41,79	62,84	4,25	25,43	137,51
- industria	3,09	12,70	5,28	0,41	10,13	31,61
- trasporti	0,00	0,68	39,83	1,45	0,94	42,89
- usi civili	0,00	27,71	4,54	2,13	13,88	48,26
- agricoltura	0,00	0,14	2,32	0,26	0,48	3,20
- sintesi chimica	0,11	0,56	7,48	0,00	0,00	8,15
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,40	0,00	0,00	3,40
Anno 2009						
Produzione	0,29	6,56	4,55	18,90	0,00	30,31
Importazione	12,73	56,72	94,29	1,35	10,36	175,44
Esportazione	0,24	0,10	26,19	0,09	0,47	27,08
Variazione scorte	-0,29	-0,73	-0,64	-0,01	0,00	-1,67
Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	13,07	63,90	73,30	20,18	9,89	180,34
Consumi e perdite del settore energetico	-0,19	-1,09	-5,91	-0,10	-40,35	-47,64
Trasformazione in energia elettrica	-10,18	-23,77	-5,07	-16,38	55,40	0,00
Totale impieghi finali (5+6+7)	2,70	39,04	62,32	3,71	24,94	132,71
- industria	2,59	11,85	5,28	0,39	9,83	29,96
- trasporti	0,00	0,60	39,93	1,06	0,91	42,50
- usi civili	0,00	25,88	4,77	2,01	13,72	46,37
- agricoltura	0,00	0,14	2,41	0,25	0,49	3,29
- sintesi chimica	0,10	0,57	6,55	0,00	0,00	7,22
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,37	0,00	0,00	3,37

(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.

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. L'analisi è stata condotta sulla base dei dati forniti sul sito dell'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia (UNMIG) sull'attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi (aggiornamento dati: luglio 2011).

Nel 2009 si è registrata una produzione di gas naturale di 7.909 miliardi Sm³ (pari a -1 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. Nel 2010 la produzione è rimasta pressoché costante rispetto al 2009 con un valore di 7.941 miliardi Sm³. Il dato, anche se leggermente positivo, va considerato alla luce della produzione storica che evidenzia il progressivo esaurimento dei vecchi giacimenti nazionali in fase avanzata di coltivazione.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Doc. SICS 197 Studio di Impatto Ambientale Progetto "Clara NW"	Capitolo 2 Pag. 15 di 68
--	---	-----------------------------

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 *off-shore*, che comunque forniscono ancora la maggior parte della produzione (circa il 75%).

Con particolare riferimento al progetto proposto, occorre sottolineare come, secondo la classificazione dell'attività mineraria in mare dell'Ufficio Nazionale delle Attività Minerarie, il Campo Gas Clara che si estende al largo di Ancona (AN), a circa 45 km dalla costa marchigiana, ricade nella **Zona B** (cfr. **Tabella 2-4**).

Tabella 2-4: principali caratteristiche della Zona marina B (aggiornamento luglio 2011)		
TITOLI	N.	Estensione (km²)
Concessioni di coltivazione di Idrocarburi	19	3.365,13
Permessi di ricerca di Idrocarburi	3	827,23
Superficie totale nella zona marina		4.192,36 km ²

Per quanto riguarda i campi *onshore*, 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 (successivamente ceduta a Gas Plus con i relativi titoli minerari), 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'*off-shore* (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 di cui circa 74 di competenza Distretto Centro Settentrionale (DICS). 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.

Secondo il "Rapporto 2011 sulle attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi del 2010" elaborato dal Dipartimento dell'Energia della Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche del Ministero dello Sviluppo Economico, il totale dei titoli minerari è aumentato di dieci unità nel 2008 rispetto al 2007 (295 contro 285), è rimasto costante nel 2009 rispetto al 2008 ed è aumentato di venti unità nel 2010 (315). Rispetto al 1998, anno di entrata a regime della 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 2010 sono pervenute a UNMIG da parte di tutti gli operatori 20 nuove istanze di permesso di ricerca in terraferma.

Nella **Tabella 2-5**, riportata di seguito, sono sintetizzati i dati relativi alle attività di perforazione, per gli anni compresi tra il 1990 ed il 2010, sia per i giacimenti a terra che per quelli a mare (UNMIG, 2011).



Tabella 2-5: dati delle attività di perforazione – serie storica 1990 – 2010 (UNMIG, 2011)

Attività di perforazione distinta per scopo - serie storica anni 1990-2010																	
ANNO	ESPLORAZIONE						SVILUPPO E ALTRI						TOTALE				
	TERRA		MARE		TOTALE		TERRA		MARE		TOTALE		Num pozzi	Metri perforati	perforaz media		
	Num pozzi	Metri perforati	Num pozzi	Metri perforati	Num pozzi	Metri perforati	perforaz media	Num pozzi	Metri perforati	Num pozzi	Metri perforati	perforaz media					
1990	28	78.179	14	36.989	42	115.168	2.742	16	42.755	24	60.688	40	103.443	2.586	82	218.611	2.666
1991	36	83.547	26	52.094	62	135.641	2.188	35	97.161	54	187.105	89	284.266	3.194	151	419.907	2.781
1992	29	79.363	15	39.718	44	119.081	2.706	25	57.642	73	222.934	98	280.576	2.863	142	399.657	2.814
1993	24	72.426	6	10.123	30	82.549	2.752	13	16.770	21	37.414	34	54.184	1.594	64	136.733	2.136
1994	14	30.142	10	23.467	24	53.609	2.234	9	14.447	46	128.733	55	143.180	2.603	79	196.789	2.491
1995	19	55.017	8	14.793	27	69.810	2.586	19	41.380	10	26.375	29	67.755	2.336	56	137.565	2.457
1996	22	67.664	10	27.550	32	95.214	2.975	17	23.920	27	87.911	44	111.831	2.542	76	207.045	2.724
1997	22	62.800	11	30.266	33	93.066	2.820	16	34.259	10	29.285	26	63.544	2.444	59	156.610	2.654
1998	23	62.962	9	18.794	32	81.756	2.555	26	35.912	17	41.448	43	77.360	1.799	75	159.116	2.122
1999	12	25.763	6	12.374	18	38.137	2.119	14	24.476	12	28.086	26	52.562	2.022	44	90.699	2.061
2000	14	35.721	6	19.065	20	54.786	2.739	14	18.949	19	27.058	33	46.007	1.394	53	100.793	1.902
2001	9	21.610	2	2.325	11	23.935	2.176	14	52.781	15	39.086	29	91.867	3.168	40	115.802	2.895
2002	3	3.016	5	11.200	8	14.216	1.777	15	23.506	7	19.699	22	43.205	1.964	30	57.421	1.914
2003	5	11.576	5	8.658	10	20.234	2.023	9	35.182	21	28.380	30	63.562	2.119	40	83.796	2.095
2004	10	22.223	0	0	10	22.223	2.222	7	18.105	22	41.189	29	59.294	2.045	39	81.517	2.090
2005	7	15.085	0	0	7	15.085	2.155	9	16.632	24	49.399	33	66.031	2.001	40	81.116	2.028
2006	12	17.906	3	9.139	15	27.045	1.803	14	21.597	17	29.714	31	51.311	1.655	46	78.356	1.703
2007	9	15.925	1	3.517	10	19.442	1.944	13	17.886	15	33.027	28	50.913	1.818	38	70.355	1.851
2008	4	7.274	3	6.673	7	13.947	1.992	18	41.803	7	14.330	25	56.133	2.245	32	70.080	2.190
2009	3	5.627	0	0	3	5.627	1.876	29	37.124	20	37.770	49	74.894	1.528	52	80.521	1.548
2010	3	4.183	0	0	3	4.183	1.394	11	28.889	17	23.568	28	52.457	1.873	31	56.640	1.827

Nei grafici seguenti viene riportato l'andamento delle attività di perforazione nel ventennio 1990 - 2010, espresso sia come numero effettivo di pozzi perforati in Italia da tutti gli operatori, distinti in "esplorativi" e di "sviluppo" (cfr. **Figura 2-15**), sia come metri totali perforati (cfr. **Figura 2-16**) (UNMIG, 2011).

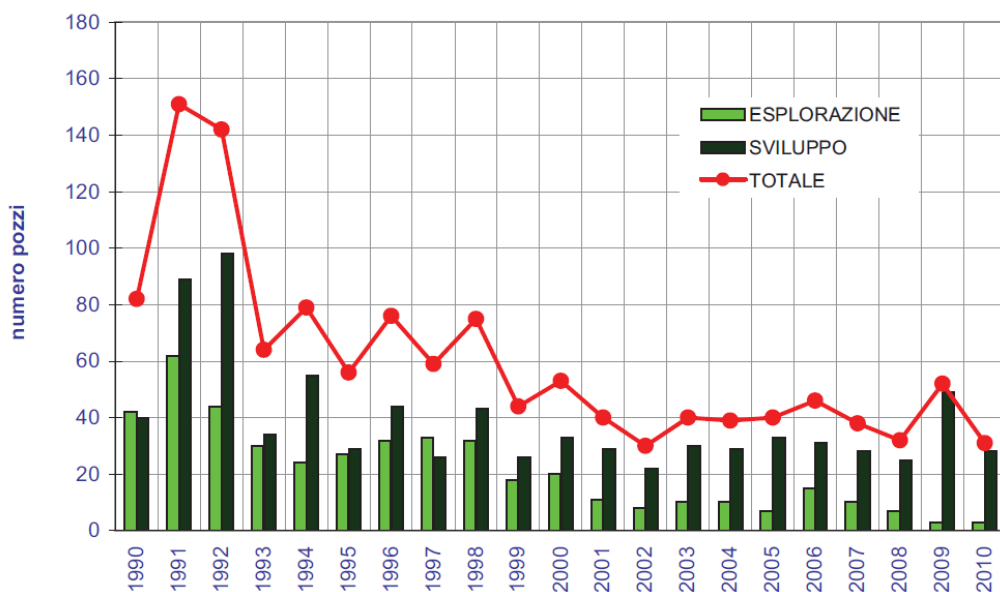


Figura 2-15: numero di pozzi perforati dal 1990 al 2010 (UNMIG, 2011)

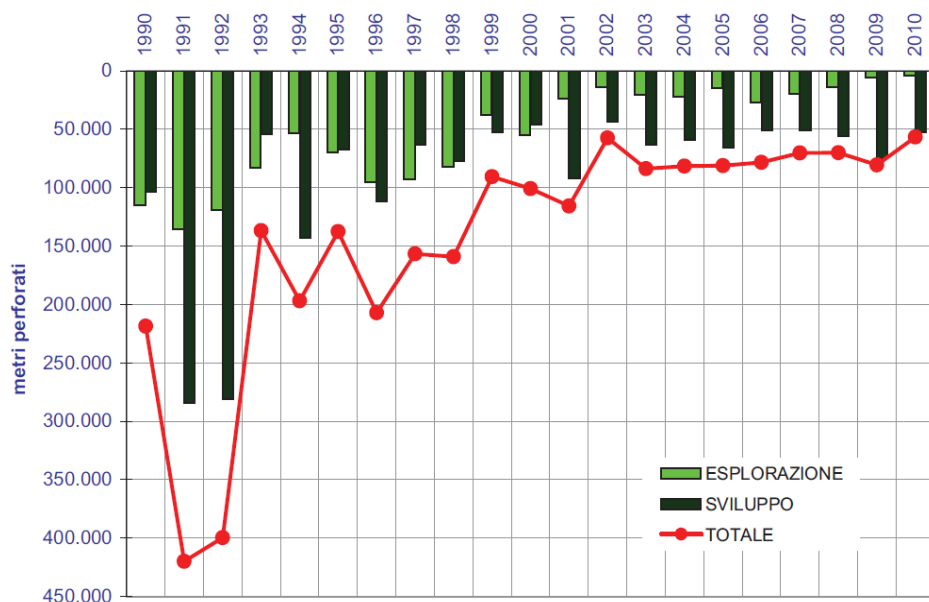


Figura 2-16: metri perforati dal 1990 al 2010 (UNMIG, 2011)

Con particolare riferimento alla produzione di gas naturale, in **Tabella 2-6** ed in **Figura 2-17** vengono sintetizzati i dati di produzione registrati nel periodo 1990 – 2010 (UNMIG, 2011).

Tabella 2-6: serie storica della produzione di gas (UNMIG, 2011)			
Anno	PRODUZIONE DI GAS		
	Terra (GSm ³)	Mare (GSm ³)	Totale (GSm ³)
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



Tabella 2-6: serie storica della produzione di gas (UNMIG, 2011)

Anno	PRODUZIONE DI GAS		
	Terra (GSm ³)	Mare (GSm ³)	Totale (GSm ³)
2007	2.4	7.3	9.6
2008	2.3	6.8	9.1
2009	2,0	5,9	7,9
2010	2,1	5,8	7,9

Produzione di Gas negli anni 1990 - 2010

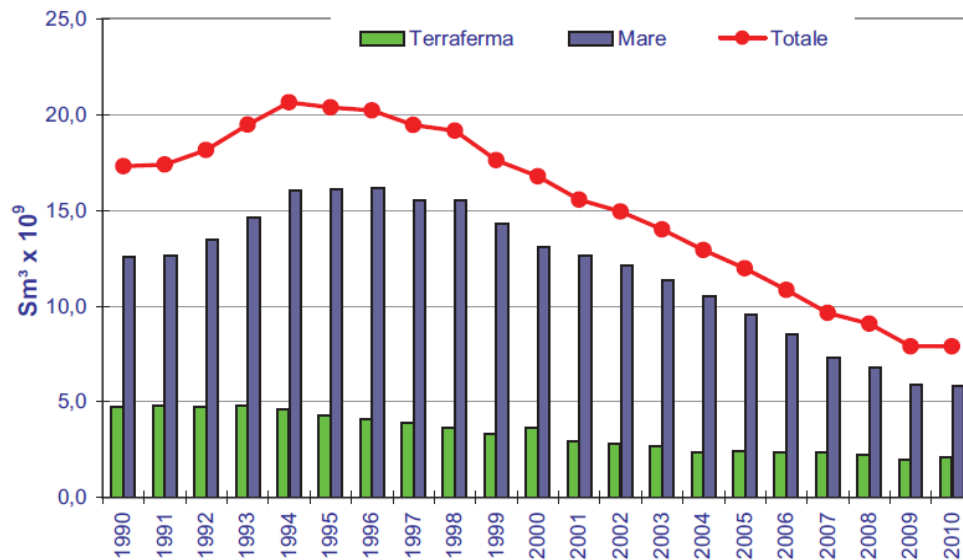


Figura 2-17: produzione del gas negli anni 1990 - 2010 (UNMIG, 2011)

In **Figura 2-18** si riportano i dati di consuntivo dell'attività di produzione di gas suddivisa per Regioni e Zone Marine, relativamente agli anni 2008-2010 e alla variazione percentuale tra gli anni 2009 e 2010 (UNMIG, 2011), mentre nel grafico in **Figura 2-19** è schematizzato il contributo di ciascuna Zona Marina alla produzione di gas in Italia nell'anno 2010 (UNMIG, 2011).



Produzione Gas per regione/zona marina
confronto anni 2008-2009-2010

GAS (Milioni di Sm ³)				
Regione / Zona marina	Anno 2010	Anno 2009	Anno 2008	Variazione % 2009/2008
VALLE D'AOSTA	0,0	0,0	0,0	-
PIEMONTE	47,5	45,9	21,3	3,6%
LIGURIA	0,0	0,0	0,0	-
LOMBARDIA	29,8	25,1	30,6	18,8%
TRENTINO-ALTO ADIGE	0,0	0,0	0,0	-
VENETO	3,1	3,3	3,4	-5,9%
FRIULI-VENEZIA GIULIA	0,0	0,0	0,0	-
EMILIA-ROMAGNA	148,7	157,8	190,1	-5,8%
ITALIA SETTENTRIONALE	229,2	232,1	245,4	-1,3%
TOSCANA	1,2	1,3	1,4	-6,1%
MARCHE	51,4	66,0	57,8	-22,2%
UMBRIA	0,0	0,0	0,0	-
LAZIO	0,0	0,0	0,0	-
ABRUZZO	24,1	26,6	35,9	-9,5%
MOLISE	76,7	81,8	84,8	-6,3%
ITALIA CENTRALE	153,3	175,8	179,9	-12,8%
CAMPANIA	0,0	0,0	0,0	-
PUGLIA	316,9	333,4	397,9	-4,9%
BASILICATA	1112,8	914,0	1080,0	21,8%
CALABRIA	10,2	9,8	11,9	4,3%
ITALIA MERIDIONALE	1439,9	1257,1	1489,8	14,5%
SICILIA	332,9	325,2	340,5	2,4%
SARDEGNA	0,0	0,0	0,0	-
ITALIA INSULARE	332,9	325,2	340,5	2,4%
TOTALE Terraferma	2155,3	1990,2	2255,6	8,3%
Mare - Zona A	3906,5	3939,3	4700,4	-0,8%
Mare - Zona B	978,8	1083,8	1233,7	-9,7%
Mare - Zona C	5,4	4,2	3,7	27,4%
Mare - Zona D	895,8	891,6	877,0	0,5%
Mare - Zona F	0,0	0,0	0,0	-
TOTALE Mare	5786,5	5918,9	6814,8	-2,2%
TOTALE Generale	7941,8	7909,1	9070,4	0,4%

Figura 2-18: produzione di gas naturale per Regione/Zona marina: confronto anni 2008-2009-2010 (UNMIG, 2011)



Produzione di gas in Italia per area nell'anno 2010

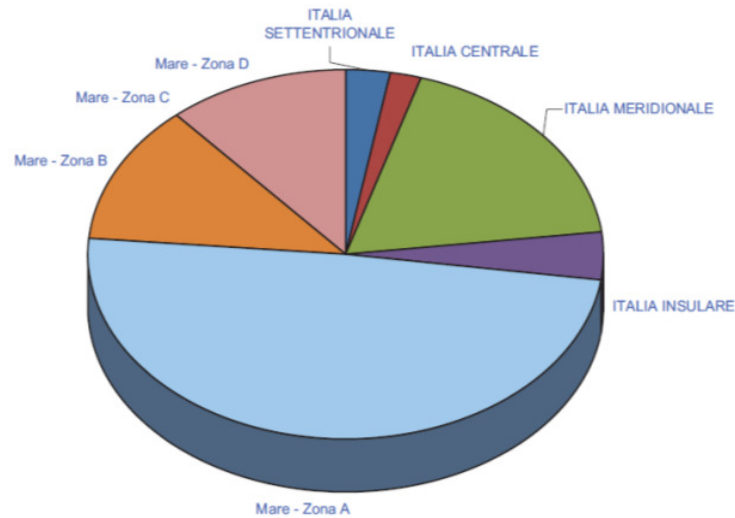


Figura 2-19: produzione di gas naturale per Regione/Zona marina nell'anno 2010 (UNMIG, 2011)

La **Figura 2-20** riporta le riserve di gas certe, probabili, possibili e recuperabili, mentre nel grafico in **Figura 2-21** 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, 2011).

GAS (Milioni di Sm³)					
	CERTE	PROBABILI	POSSIBILI	RECUPERABILI	%
Nord Italia	3.151	3.089	220	4.740	4,6
Centro Italia	1.794	1.905	618	2.870	2,8
Sud Italia	18.823	20.306	29.332	34.842	33,7
Sicilia	2.749	831	96	3.184	3,1
TOTALE Terra	26.517	26.131	30.266	45.636	44,1
Zona A	27.561	12.873	10.864	36.170	35,0
Zona B	5.869	4.738	1.180	8.474	8,2
Zona C+D+F+G	6.070	13.195	2.305	13.129	12,7
TOTALE Mare	39.500	30.806	14.349	57.773	55,9
TOTALE Italia	66.017	56.937	44.615	103.409	100,0

Figura 2-20: riserve di gas (Milioni di Sm³) al 31/12/2010 (UNMIG, 2011)

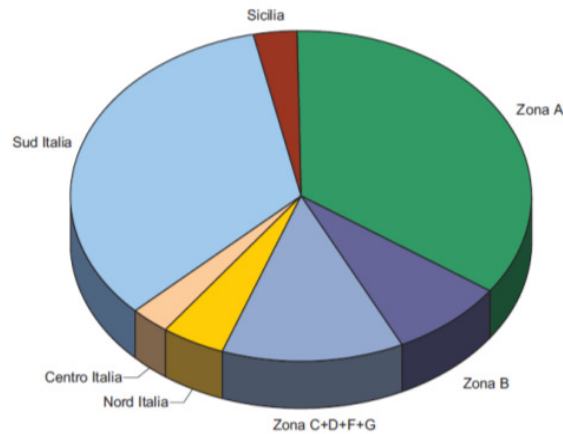


Figura 2-21: riserve di gas recuperabili per Regione/Zona Marina al 31/12/2010 (UNMIG, 2011)

Il rapporto fra riserve recuperabili di gas e produzione annuale si attesta nel 2010 intorno a 13 anni. Sono intervenute alcune rivalutazioni significative per le riserve probabili e possibili in terraferma.

A fronte di una produzione di 7,94 miliardi di Sm³, le riserve recuperabili, pari a 103 miliardi di Sm³, risultano rivalutate di 11 miliardi di Sm³.

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 circa 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 13.

E' dunque rilevante il problema della mancata ricostituzione delle riserve di gas, ubicate per circa il 68% in mare.

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 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).

Come riportato nella "Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta", redatta dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) nel mese di Luglio 2010, nel 2009 la domanda di gas naturale in Italia, a causa dell'impatto che la recessione economica ha avuto sull'attività produttiva e sui consumi energetici, ha registrato una diminuzione dell'8%, riducendo i consumi di gas a 76,7 G(m³) dagli 83,4 G(m³) registrati nel 2008. Per il terzo anno consecutivo, quindi, la domanda di gas non è aumentata e sia il comparto industriale sia quello termoelettrico hanno registrato un vero e proprio crollo dei consumi (rispettivamente pari a -14,4% e -16,8%), mentre l'inverno rigido ha favorito la domanda di gas nei settori residenziale e del terziario (+5,4%).

Come accade ormai da molti anni, la produzione nazionale continua a ridursi, passando dai 9,3 G(m³) del 2008 a 8 G(m³) del 2009; pertanto la domanda lorda è stata soddisfatta per il 10,3% dalla produzione nazionale, mentre il restante 88,6% dalle importazioni nette che sono comunque diminuite del 9,9%, passando da 76,9 a 69,3 G(m³), mentre circa 0,9 G(m³) è stato prelevato dagli stoccaggi.

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 2-7**, il quantitativo di gas immesso nella Rete di Trasporto Nazionale nel 2009 è stato pari a 77,166 miliardi di metri cubi, con un decremento di 8,474 miliardi di metri cubi rispetto al 2008.

Quantitativi disponibili in rete	2007	2008	2009
Da importazioni	73,50	76,52	69,15
Da produzione nazionale	9,78	9,12	8,016
Totale immesso	83,28	85,64	77,166
Prelievi da stoccaggio (*)	1,25	(1,12)	-
Totale disponibilità	84,53	84,52	-

Nota (): Inteso come saldo tra prelievo da stoccaggio (+) e immissioni in stoccaggio (-)*

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 (*Criteria per la determinazione delle tariffe di stoccaggio del gas naturale*) e 119/05 (*Adozione di garanzie di libero accesso al servizio di*



stoccaggio del gas naturale, obblighi dei soggetti che svolgono le attività di stoccaggio e norme per la predisposizione dei codici di stoccaggio) ed il D.Lgs. 164/00 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.

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 14,3 Gm³ per l'anno termico 2009-2010. 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, è pari complessivamente a circa 153 milioni di metri cubi/giorno (Mm³/g) standard.

A differenza di quanto accaduto nel 2008, quando negli stoccaggi furono immessi 1.029 M(m³), nel 2009, a fronte di una diminuzione sia delle importazioni nette di gas in Italia, diminuite di 7,5 G(m³), rispetto al 2008, sia delle esportazioni che sono passate da 210 a 125 M(m³), dalle riserve sono stati prelevati circa 886 M(m³) di gas. Pertanto, nel 2009 il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è sceso al 90,2% dal 91,8% del 2008.

L'80% circa delle importazioni proviene da Paesi non appartenenti all'Unione europea, principalmente attraverso i gasdotti. In particolare, le principali fonti di approvvigionamento sono Russia (33,1% del volume totale importato), Algeria (32,8%), e Libia (13,2%).

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 3,5% delle importazioni 2009 proviene da altri Paesi europei, tra cui la Croazia con l'1,2%.

La **Figura 2-22** illustra la ripartizione dei volumi di gas di importazione in base alla nazione di provenienza.

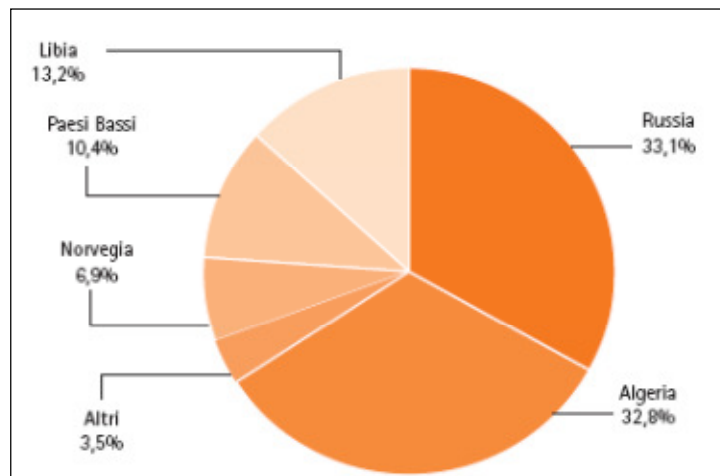


Figura 2-22: importazioni di gas nel 2009 in base alla nazione di provenienza (AEEG, 2010)

Si riportano, infine, i dati di bilancio relativi al periodo 1997-2009 (cfr. **Tabella 2-8**) che confermano una progressiva riduzione della produzione nazionale ed un costante aumento delle importazioni.



Tabella 2-8: bilancio del Gas Naturale dal 1997 al 2009 (Gm³) (AEEG, 2010)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
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	7,6
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	66,7
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	0,9
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	1,4
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	66,6
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	21,0
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	21,1
Vendite finali al mercato libero	-	-	-	-	-	-	24,4	24	58,2	53,1	50,0	50,2	45,4

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. Al fine di incrementare l'importazione di LNG (*Liquefied Natural Gas*) si è intrapreso, inoltre, un processo di 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.

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 relative alla tutela della sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per la trivellazione e nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee;



- 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;
- le Norme Europee relative alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi.

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, n. 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:

- 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):

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



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

L'Area Internazionale dei Fondi Marini 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 ZEE, l'area interessata dal progetto in esame ricade all'interno della "Piattaforma Continentale"¹ che, a differenza di quanto previsto per la zona contigua e per la ZEE, appartiene allo Stato costiero essendo considerata come il naturale prolungamento sommerso della terraferma e sulla quale detto Stato esercita diritti sovrani, allo scopo di esplorarla e sfruttarne le risorse naturali (art. 77, comma 1), diritti che non dipendono dall'occupazione effettiva o fittizia o da qualsiasi specifica proclamazione (art 77, comma 3). 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.

¹ Il termine "Piattaforma Continentale" indica il fondo e il sottofondo delle zone marine costiere che si estendono, al di fuori delle acque territoriali, sino all'isobata dei 200 metri o, al di là di questo limite, sino al punto in cui, in relazione allo sviluppo della tecnologia estrattiva, è possibile lo sfruttamento di zone situate a profondità maggiori (Ginevra, IV, 1)

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 197 Studio di Impatto Ambientale Progetto "Clara NW"</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 27 di 68</p>
---	--	-------------------------------------

L'Italia ha ratificato la Convenzione con Legge 11 Gennaio 1979, n. 30 e, successivamente, con la Legge 27 Maggio 1999, n. 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;
- 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. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 197 Studio di Impatto Ambientale Progetto "Clara NW"</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 28 di 68</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 n. 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"*).

L'Italia ha ratificato e dato esecuzione alla convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi con la Legge 29 Settembre 1980, n. 662 (MARPOL 73). Successivamente, con Legge 4 Giugno 1982, n. 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, n. 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 e, conseguentemente, particolarmente vulnerabili dal punto di vista del potenziale inquinamento da scarico di sostanze oleose secondo la convenzione di Marpol. Tali aree sono: Mar Baltico, Mar Mediterraneo, Mar Nero, Mar Rosso, Zona dei Golfi, Antartide, Mare del Nord, Mar dei Caraibi e sono soggette a particolari prescrizioni e limitazioni degli scarichi.

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.

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 del progetto del Campo Gas "Clara NW", la piattaforma di coltivazione non prevede moduli alloggi né living, per cui non è previsto lo scarico a mare né di reflui civili né di residui alimentari.

Solamente durante la fase di perforazione dei pozzi previsti dal progetto saranno originati scarichi reflui civili e residui alimentari. Gli scarichi civili saranno sottoposti a trattamento in un impianto di depurazione e quindi scaricati a mare in conformità a quanto stabilito dalle norme internazionali "MARPOL".

Conformemente a quanto stabilito dalla convenzione, invece, nessun altro rifiuto verrà scaricato in mare (materiale plastico, materiale galleggiante per rivestimenti ed imballaggi, carta, stracci, metalli, bottiglie, terraglie e scarti simili sia triturati che non, Norma 5-2a). I rifiuti eventualmente generati nel corso delle attività saranno gestiti conformemente alla legislazione italiana vigente e trasportati a terra per lo smaltimento / recupero in impianti autorizzati.

2.3.4 Protocollo di Kyoto

Il protocollo di Kyoto, che fa seguito alla convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, è uno dei più importanti strumenti giuridici internazionali volti a combattere i cambiamenti climatici.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 197 Studio di Impatto Ambientale Progetto "Clara NW"</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 29 di 68</p>
---	--	-------------------------------------

Adottato a Kyoto l'11 dicembre 1997, ratificato dall'Unione europea il 31 maggio 2002 ed entrato ufficialmente in vigore il 16 febbraio 2005, il protocollo di Kyoto contiene gli impegni dei paesi industrializzati a ridurre le emissioni di sei gas ad effetto serra, responsabili del riscaldamento del pianeta (biossido di carbonio - CO₂, metano - CH₄, protossido di azoto - N₂O, fluorocarburi idrati - HFC, perfluorocarburi - PFC, esafluoruro di zolfo SF₆) nell'arco temporale 2008 - 2012 (almeno del 5% rispetto ai livelli del 1990 - anno base).

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.

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 e in parte modificata dalla Direttiva 2007/30/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio datata 20 Giugno 2007. La *Direttiva 92/104/CEE* 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 sottterraneo".

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 Norme Europee 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

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 197 Studio di Impatto Ambientale Progetto "Clara NW"</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 30 di 68</p>
---	--	-------------------------------------

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 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.

2.4.3 Condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi - Direttiva 94/22/CE

La Direttiva 94/22/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 30/05/1994, regola i diritti e i doveri di ogni Stato europeo nell'ambito delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi.

Nello specifico, ogni Stato membro della Comunità Europea, all'interno del proprio territorio di competenza, ha il diritto di definire, mediante procedura autorizzativa, così come definita all'art. 3, le aree da rendere disponibili alle suddette attività e gli enti addetti all'accesso e all'esercizio delle varie attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi.

Il procedimento per il rilascio dell'autorizzazione agli enti interessati, deve specificare il tipo di autorizzazione, l'area o le aree geografiche che sono oggetto di domanda e la data ultima proposta per il rilascio dell'autorizzazione.

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, n. 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, n. 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;
- Decreto Ministeriale 4 marzo 2011 "*Disciplinare tipo per i permessi di prospezione e di ricerca e per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, nel mare e nella piattaforma continentale*";
- Decreto Direttoriale 22 marzo 2011 "*Procedure operative di attuazione del Decreto Ministeriale 4 marzo 2011 e modalità di svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e dei relativi controlli ai sensi dell'articolo 15, comma 5 del Decreto Ministeriale 4 marzo 2011*".

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 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.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 197 Studio di Impatto Ambientale Progetto "Clara NW"</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 32 di 68</p>
---	--	-------------------------------------

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, articolo 1. L'art. 2 è stato 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:
 - 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.). In tali articoli viene disciplinata la concessione dei permessi di prospezione, ricerca e coltivazione, per opere in terraferma, nel mare territoriale e sulla piattaforma continentale.
 - 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.).

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;
- 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 n. 166/02, e poi modificato dall'art. 4, comma 151, della Legge n. 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 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 n. 121 del 21 Dicembre 2001, è stato approvato il *"Primo programma delle*

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 197 Studio di Impatto Ambientale Progetto "Clara NW"</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 34 di 68</p>
---	--	-------------------------------------

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 n. 121/01).

2.5.5 Legge 23 Agosto 2004, n. 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, n. 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. n. 79/1999 e s.m.i per l'energia elettrica e D.Lgs. n. 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.

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 112)*: rimangono a carico dello Stato le spese relative alle attività svolte dall'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e la geotermia per la prevenzione e l'accertamento degli infortuni e la tutela dell'igiene del lavoro negli impianti e nelle lavorazioni soggetti alle norme di polizia mineraria, nonché per i controlli di produzione e per la tutela dei giacimenti.

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

- la conferma del regime giuridico di concessione per le attività di esplorazione e produzione 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;
 - il permesso e la concessione di coltivazione di idrocarburi in terraferma costituiscono titolo per la costruzione degli impianti e delle opere necessari, degli interventi di modifica, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili all'esercizio (considerati di pubblica utilità). Qualora tali opere comportino variazioni degli strumenti urbanistici, il rilascio della concessione ha 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 n. 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,

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 197 Studio di Impatto Ambientale Progetto "Clara NW"</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 36 di 68</p>
--	---	-------------------------------------

n. 239, precedentemente descritta. In particolare, i commi da 77 a 82 sono stati sostituiti con i commi da 77 a 82-sexies dall'art. 27, comma 34 della L. 99/2009.

2.5.6 Legge 23 Luglio 2009, n. 99

Con l'adozione della Legge n. 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.

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 e coltivazione di idrocarburi a mare:

- *comma 79*): il permesso di ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi in mare, di cui all'articolo 6 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, e successive modificazioni, è rilasciato a seguito di un procedimento unico al quale partecipano le amministrazioni statali interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità di cui alla legge 7 agosto 1990, n. 241. Esso consente lo svolgimento di attività di prospezione consistente in rilievi geologici, geofisici e geochimici, eseguiti con qualunque metodo o mezzo, e ogni altra operazione volta al rinvenimento di giacimenti, escluse le perforazioni dei pozzi esplorativi;
- *comma 80*): l'autorizzazione alla perforazione del pozzo esplorativo, alla costruzione degli impianti e delle opere necessarie, 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 successive modificazioni, 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 di cui ai commi da 77 a 82-sexies dell'articolo 1 della legge 23 agosto 2004, n. 239, si applicano anche ai procedimenti in corso alla data di entrata in vigore della Legge 99/2009, nonché 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.

2.5.7 Decreto Ministeriale 4 Marzo 2011 e Decreto Direttoriale 22 Marzo 2011

Con D.M. 04/03/2011 viene approvato il "*Disciplinare tipo per i permessi di prospezione e di ricerca e per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, nel mare e nella piattaforma continentale*".

Tale Decreto, abroga il precedente D.M. 26/04/2010 e, come stabilito dall'art. 1, definisce, nell'ambito delle competenze del Ministero dello Sviluppo Economico, "*le modalità di conferimento dei permessi di prospezione, di ricerca e delle concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi nella terraferma, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale, nonché di esercizio delle attività nell'ambito degli stessi titoli*".

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 197 Studio di Impatto Ambientale Progetto “Clara NW”</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 37 di 68</p>
--	---	-------------------------------------

minerari”. Il Decreto si applica ai titoli minerari vigenti, ai procedimenti in corso o attivati successivamente alla data di pubblicazione del decreto nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana (G.U. n. 65 del 21/03/2011).

In particolare il D.M. 04/03/2011, al Capo II, art. 3, comma 5 definisce il procedimento di rilascio della concessione di coltivazione conferita con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico ai sensi del combinato disposto dell'art. 15, comma 1, del D.P.R. 484/1994 e dell'art. 13, comma 1, del D.Lgs. 625/1996, d'intesa, per i titoli in terraferma, con la regione interessata, ai sensi dell'art. 1, comma 7, lettera n) della Legge 239/2004, secondo le modalità stabilite con Decreto Direttoriale del 23/03/2011. La concessione di coltivazione è rilasciata a seguito di un procedimento unico, disciplinato dall'articolo 1 comma 82 ter – 82 quinquies della Legge 239/2004.

Il Decreto Direttoriale del 22/03/2011 stabilisce le procedure operative di attuazione del D.M. 4/03/2011 e le modalità di svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e dei relativi controlli, ai sensi dell'articolo 15, comma 5, dello stesso decreto ministeriale.

Con riferimento alle autorizzazioni ambientali, all'art. 32 “*Applicazione del decreto legislativo 128/2010*” si sancisce che le attività da autorizzare nell'ambito di titoli minerari interferenti con le aree individuate dall'articolo 6, comma 17 del D.Lgs. 152/2006 come introdotto dal D.Lgs. 128/2010, nei limiti di produzione ed emissione approvati, sono:

- a) quelle riferite ai programmi lavori già approvati alla data di entrata in vigore del D.Lgs. 128/2010 (26/08/2010);
- b) gli interventi ai pozzi esistenti, correlati a misure di sicurezza dei luoghi di lavoro o di tutela della salute dei lavoratori o intesi a consentire il buon governo dei giacimenti minerari anche col ripristino dei profili produttivi;
- c) gli interventi sulle strutture minerarie di produzione esistenti nell'ambito del titolo minerario per modifiche, sostituzioni o integrazioni impiantistiche per le finalità di cui al punto precedente.

Al punto c) possono rientrare le attività di adeguamento previste sulla piattaforma Calipso esistente; per tutte le altre attività in progetto, si precisa comunque che, come verrà evidenziato nei paragrafi successivi, le stesse non interferiscano con aree individuate dall'articolo 6, comma 17 D.Lgs. 152/2006 come modificato dal D.Lgs. 128/2010. Al di fuori delle medesime aree, infatti, le attività di ricerca, di prospezione nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare sono autorizzate previa sottoposizione alla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (dall'articolo 6, comma 17 del D.Lgs.152/2006 come modificato dal D.Lgs 128/2010).

2.6 PRINCIPALI STRUMENTI NORMATIVI

Il presente paragrafo contiene una breve disamina delle disposizioni legislative e regolamentari vigenti da applicarsi nelle varie fasi di sviluppo del progetto del Campo Gas “Clara NW”.

In particolare, dall'analisi della normativa vigente in materia, si evince che **non sussistono condizionamenti tali da non consentire la realizzazione del progetto di sviluppo del giacimento Clara, mineralizzato a gas e ubicato nel Mar Adriatico, al largo di Ancona (AN), a circa 45 km dalla costa marchigiana.**

Tutte le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi svolte sul territorio della Repubblica Italiana devono essere condotte in conformità alle normative vigenti specifiche del settore e alle normative in materia di salute e sicurezza del lavoro e tutela dell'ambiente. In particolare, un elenco indicativo ma non esaustivo delle normative di riferimento è riportato nella seguente **Tabella 2-9**.



Tabella 2-9: normativa di riferimento	
PROSPEZIONE, RICERCA E COLTIVAZIONE DI IDROCARBURI	
R.D. n. 1443 del 29/07/1927 e successive modifiche ed integrazioni (Legge Mineraria)	"Norme di carattere legislativo per disciplinare la ricerca e la coltivazione delle miniere nel regno"
D.P.R. n. 886 del 24/05/1979 e successive modifiche ed integrazioni (in particolare modifiche introdotte dal D.Lgs. n. 758 del 19/12/1994 e dal D.Lgs. n. 624 del 25/11/1996)	"Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel D.P.R. 9 aprile 1959, n. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale"
D.Lgs. n. 624 del 25/11/1996	"Attuazione della direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee"
Legge n. 6 del 11/01/1957 e successive modifiche ed integrazioni	"Ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi"
D.P.R. n. 128 del 09/04/1959 e successive modifiche ed integrazioni (in particolare modifiche introdotte dal D.Lgs. n. 624 del 25/11/1996)	"Norme di polizia delle miniere e cave"
Legge n. 613 del 21/07/1967 e successive modifiche ed integrazioni	"Ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale e modificazioni alla L. 11 gennaio 1957, numero 6, sulla ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi"
D.P.R. n. 886 del 24/05/1979 e successive modifiche ed integrazioni	"Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel D.P.R. 9 aprile 1959, n. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale"
D.P.R. n. 484 del 18/04/1994 e successive modifiche	"Regolamento recante la disciplina dei procedimenti di conferimento dei permessi di prospezione o di ricerca e di concessione di coltivazione di idrocarburi in terraferma e in mare"
D.Lgs. n. 625 del 25/11/1996 e successive modifiche ed integrazioni	"Attuazione della Direttiva 94/22 CEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi"
SVILUPPO ENERGETICO E TUTELA AMBIENTALE	
R.D. n. 327 del 30/03/1942 e successive modifiche ed integrazioni	"Codice della Navigazione"
D.P.R. n. 328 del 15/02/1952 e successive modifiche ed integrazioni	"Approvazione del regolamento per l'esecuzione del codice della navigazione (Navigazione marittima)"
Legge n. 9 del 9/01/1991 e successive modifiche ed integrazioni	"Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali"



Tabella 2-9: normativa di riferimento

D.M. del 30/05/1997	"Elenco delle norme armonizzate adottate ai sensi del comma 2 dell'art. 3 del decreto del Presidente della Repubblica 24 luglio 1996, n. 459: "Regolamento per l'attuazione delle direttive del Consiglio 89/392/CEE, 91/368/CEE, 93/44/CEE e 93/68/CEE concernenti il riavvicinamento delle legislazioni degli Stati membri relative alle medesime"
D.M. del 12/03/1998	"Elenco riepilogativo di norme armonizzate adottate ai sensi del comma 2 dell'art. 3 del decreto del Presidente della Repubblica 24 luglio 1996, n. 459, concernente: 'Regolamento per l'attuazione delle direttive del Consiglio 89/392/CEE, 91/368/CEE, 93/44/CEE e 93/68/CEE concernenti il riavvicinamento delle legislazioni degli Stati membri relative alle macchine"
Legge n. 239 del 23/08/2004 (Legge Marzano) e successive modifiche ed integrazioni	"Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia"
D.Lgs. n. 152 del 03/04/2006 e successive modifiche ed integrazioni (in particolare modifiche introdotte dal D.Lgs. n. 4 del 16/01/2008, dal D.Lgs. n. 128 del 29/06/2010 e dal D.Lgs. n. 205 del 3/12/2010)	"Norme in materia ambientale"
Decisione CEE/CEEA/CECA n. 589 del 18/07/2007 (2007/589/CE) e successive modifiche ed integrazioni (Decisione 2010/345/CE)	"Decisione della Commissione, del 18 luglio 2007, che istituisce le linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio"
Decisione CEE/CEEA/CECA n. 73 del 17/12/2008 (2009/73/CE)	"Decisione della Commissione, del 17 dicembre 2008, recante modifica della decisione 2007/589/CE per quanto riguarda le linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di protossido di azoto"
Legge n. 99 del 23/07/2009 e successive modifiche ed integrazioni	"Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia"
SALUTE E SICUREZZA	
Legge n. 791 del 18/10/1977 e successive modifiche ed integrazioni (D.Lgs. n. 626 del 25/11/1996)	"Attuazione della direttiva del consiglio delle Comunità europee (72/23/CEE) relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro alcuni limiti di tensione" (Direttiva Bassa Tensione)
D.P.R. n. 886 del 24/05/1979 e successive modifiche ed integrazioni (D.Lgs. n. 624 del 25/11/1996 e D.Lgs. n. 758 del 19/12/1994)	"Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel D.P.R. 9 aprile 1959, n. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale"



Tabella 2-9: normativa di riferimento

D.M. 16 Febbraio 1982 e successive modifiche ed integrazioni (D.M. 27/03/1985 e D.M. 30/10/1986)	"Modificazioni del Decreto Ministeriale 27 Settembre 1965 concernente la determinazione delle attività soggette alle visite di prevenzione incendi"
D.P.R. n. 447 del 6/12/1991 e successive modifiche ed integrazioni	"Regolamento di attuazione della Legge 5 Marzo 1990, n. 46 in materia di sicurezza degli impianti"
D. Lgs. n. 626 del 25/11/1996 e successive modifiche	"Attuazione della direttiva 93/68/CEE, in materia di marcatura CE del materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro taluni limiti di tensione" (Direttiva Bassa Tensione)
D.Lgs. n. 624 del 25/11/1996 e successive modifiche	"Attuazione della direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee"
D.P.R. n. 126 del 23/03/1998	"Regolamento recante norme per l'attuazione della direttiva 94/9/CE in materia di apparecchi e sistemi di protezione destinati ad essere utilizzati in atmosfera potenzialmente esplosiva" (ATEX 95)
D.Lgs. n. 93 del 25/02/2000 e successive modifiche	"Attuazione della direttiva 97/23/CE in materia di attrezzature a pressione" (PED)
D.M. 31/05/2001	"Elenco di norme armonizzate concernente l'attuazione della direttiva 94/9/CE in materia di apparecchi e sistemi di protezione destinati ad essere utilizzati in atmosfera potenzialmente esplosiva"
D.M. 30/09/2002	"Secondo elenco riepilogativo di norme armonizzate, adottate ai sensi dell'art. 3 del decreto del Presidente della Repubblica 23 marzo 1998, n. 126, concernente l'attuazione della direttiva 94/9/CE in materia di apparecchi e sistemi di protezione destinati ad essere utilizzati in atmosfera potenzialmente esplosiva"
D.M. n. 388 del 15/07/2003 e successive modifiche ed integrazioni	"Regolamento recante disposizioni sul pronto soccorso aziendale, in attuazione dell'art. 15, comma 3, del D.Lgs 19 Settembre 1994, n. 626, e successive modificazioni"
D.M. n. 329 del 01/12/2004	"Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'articolo 19 del D.Lgs. 25 Febbraio 2000, n. 93"
D.M. 21/03/2005	"Terzo elenco riepilogativo di norme armonizzate concernente l'attuazione della direttiva 94/9/CE in materia di apparecchi e sistemi di protezione destinati ad essere utilizzati in atmosfera potenzialmente esplosiva"
D. Lgs. n. 195 del 10/04/2006	"Attuazione della direttiva 2003/10/CE relativa all'esposizione dei lavoratori ai rischi derivanti dagli agenti fisici (rumore)"



Tabella 2-9: normativa di riferimento

D.M. n. 37 del 22/01/2008 e successive modifiche ed integrazioni (in particolare modifiche introdotte dal D.L. n. 112 del 25/06/2008 e dal D.M. 19/05/2010)	"Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11- quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici"
D.Lgs. n. 81 del 9/04/2008 e successive modifiche ed integrazioni (in particolare modifiche introdotte dal D.Lgs. n. 106 del 03/08/2009)	"Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro"
D.Lgs. n. 17 del 27/01/2010 (che abroga il D.P.R. n. 459 del 24/07/1996 – Direttiva macchine)	"Attuazione della direttiva 2006/42/CE, relativa alle macchine e che modifica la direttiva 95/16/CE relativa agli ascensori" (nuova direttiva macchine)

Si fornisce di seguito una descrizione dei punti principali delle normative più rilevanti che regolamentano l'esecuzione delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi a livello nazionale (R.D. 1443/1927, D.P.R. 886/1979, D.Lgs. 624/1996).

2.6.1 Regio Decreto 29 Luglio 1927 n. 1443

A livello nazionale, la principale norma di riferimento risulta essere la cosiddetta "Legge Mineraria" (Regio Decreto 29 Luglio 1927, n. 1443 "Norme di carattere legislativo per disciplinare la ricerca e la coltivazione delle miniere nel regno" e s.m.i.) che classifica le attività estrattive e regola gli aspetti autorizzativi per la concessione dei permessi di ricerca e coltivazione di cave e miniere e per la cessazione delle attività. Sulla base delle caratteristiche merceologiche delle sostanze oggetto dell'attività, tale norma suddivide le attività estrattive in due categorie: attività delle miniere e attività di cava. Nella **Tabella 2-10**, per ciascuna delle due categorie, sono riportate le principali sostanze oggetto di attività di estrazione.

Tabella 2-10: sostanze oggetto di attività estrattiva suddivise per categoria	Categoria
Minerali utilizzabili per l'estrazione di metalli, metalloidi e loro composti, anche se impiegati direttamente	Miniera
Grafite, combustibili solidi, liquidi e gassosi , rocce asfaltiche e bitumose	
Fosfati, Sali alcalini e magnesiaci, allumite, miche, feldspati caolino e bentonite, terre da sbianca, argille per porcellana e terraglia forte, terre con grado di refrattarietà superiore a 1.630 °C	
Pietre preziose, granati, corindone, bauxite, leucite, magnesite, fluorina, minerali di bario e di stronzio, talco, asbesto, marna da cemento, pietre litografiche	
Sostanze radioattive, acque minerali e termali, vapori e gas	
Torbe	Cava
Materiali per costruzioni edilizie, stradali e idrauliche	
Terre coloranti, farine fossili, quarzo e sabbie silicee, pietre molari pietre coti	
Altri materiali industrialmente utilizzabili ai termini dell'art. 1 e non compresi nella prima categoria	

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Doc. SICS 197 Studio di Impatto Ambientale Progetto "Clara NW"	Capitolo 2 Pag. 42 di 68
--	---	-----------------------------

Come riportato in **Tabella 2-10**, l'estrazione di combustibili gassosi, oggetto di studio, rientra tra le attività della categoria delle miniere, soggetta alla sopraccitata "Legge Mineraria".

2.6.2 Decreto del Presidente della Repubblica 24 Maggio 1979, n. 886 (coordinato al D.Lgs. 624/96)

Il Decreto del Presidente della Repubblica 24 Maggio 1979, n. 886 si presenta come una *"Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel D.P.R. 9 Aprile 1959, No. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale"* (G.U. 26 Aprile 1980, No. 114, suppl. ord.) e regola le operazioni di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi *onshore* e *offshore* in termini di sicurezza degli impianti e salvaguardia ambientale.

Il DPR 886/79 è stato modificato dal D.Lgs. n. 624, 1996 *"Attuazione della Direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della Direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee"* e dal D.Lgs. n. 758 del 1994 *"Modificazioni alla disciplina sanzionatoria in materia di lavoro"*.

Le suddette norme intendono salvaguardare lo sfruttamento dei giacimenti di idrocarburi, tutelare la sicurezza e la salute dei lavoratori, prevenire l'inquinamento dell'aria, del mare, del fondo e del sottofondo marini, evitare impedimenti ingiustificati alla navigazione marittima ed aerea ed alla pesca, danni o pericoli alla fauna e flora marina, a condotte, cavi ed altri impianti sottomarini esistenti.

Tutte le attività sopra riportate sono soggette alle disposizioni contenute nel DPR 9 Aprile 1959, n. 128 e s.m.i. relativo alla polizia delle miniere e delle cave e alle altre leggi e regolamenti dello Stato in materia di prevenzione incendi, sicurezza ed igiene del lavoro, e restano in vigore per quanto non modificato o disposto dal Decreto del 24 Maggio 1979, n. 886.


In particolare, il D.P.R. 886/79, specifico per le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi *offshore*, è strutturato in sette titoli dei quali, di seguito, si evidenziano solo quelli pertinenti con l'intervento proposto e vengono pertanto trattati con maggior dettaglio.

- Titolo I – "Disposizioni generali": definisce le competenze relative ai controlli, all'accesso ai lavori, alle denunce di esercizio nelle fasi di prospezione, ricerca e coltivazione, e le responsabilità affidate al comandante e al capo piattaforma;
- Titolo II - "Sicurezza nelle operazioni di prospezione": definisce le procedure per l'autorizzazione delle operazioni di prospezione, la stesura del programma lavori, la documentazione da tenere in fase esecutiva, i mezzi di salvataggio e i dispositivi di protezione individuale necessari ai fini della sicurezza, le norme da osservare per l'utilizzo di esplosivi;
- Titolo III "Sicurezza nelle Operazioni di Perforazione"

Nel Titolo III, Capo II *"Postazione delle Unità di Perforazione"* viene ampiamente trattata la fase di ubicazione (art. 23) dell'unità di perforazione e indagine preliminare (art. 24).

Nell'art.23 viene evidenziato come la selezione dell'ubicazione debba essere tale da non interferire con rotte di navigazione obbligate (specie quelle di accesso ai porti) e da non causare restrizioni indebite ad interessi acquisiti da parte di terzi.

In particolare *"il Titolare del permesso o della concessione di coltivazione, almeno otto giorni prima della messa in postazione dell'unità di perforazione, deve darne comunicazione al Dipartimento Militare Marittimo ed alla Capitaneria di Porto competenti, specificando le coordinate geografiche oltre a comunicare preventivamente la data dell'arrivo in postazione"*.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 197 Studio di Impatto Ambientale Progetto "Clara NW"</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 43 di 68</p>
---	--	-------------------------------------

Nell'art. 24 viene definita la necessità di effettuare un'indagine preliminare con l'ausilio di sistemi ottici, acustici e magnetici, prima della messa in postazione dell'unità di perforazione, al fine di accertare la topografia e la natura litologica del fondo marino; l'ubicazione di eventuali opere ed impianti fissi sottomarini; l'eventuale presenza di relitti o proiettili inesplosi; l'esistenza di circostanze geologiche o tettoniche che possano far presumere una situazione di pericolo.

Nell'art. 28 viene definita "*Zona di Sicurezza*" la porzione di mare intorno alle piattaforme fisse e mobili in cui è proibito l'accesso a navi ed aerei non autorizzati. La zona di sicurezza è fissata con ordinanza dalla capitaneria di porto. Nel caso la localizzazione di detta zona sia prevista in prossimità della linea di confine con la piattaforma continentale di Stato frontista, la Norma specifica che la zona di sicurezza sia stabilita in accordo con lo Stato frontista stesso.

Nel Titolo III, Capo III "*Sicurezza dell'unità di perforazione e degli Impianti a bordo*", vengono disciplinate le regole per la realizzazione degli alloggi e le principali prescrizioni relative ad apparecchiature ed impianti. In particolare, sulle unità di perforazione viene classificata come area "pericolosa" una zona definita da un cerchio avente il raggio di 10 m orizzontali misurati sul piano di sonda dal centro del pozzo, estesa in senso verticale per 9 m sotto il piano di sonda e per 3 m al di sopra del piano di sonda stesso. Viene inoltre classificata "pericolosa" la zona in un raggio di almeno 3 metri intorno a vibrovagli, vasche, canali di scorrimento ed ogni altra installazione aperta impiegata per la circolazione del fango (art. 37). Le prescrizioni da adottare in tali zone sono invece elencate all'art. 38.

Nel Titolo III, Capo X "*Condotta dei lavori e prevenzione degli inquinamenti*" vengono fornite alcune disposizioni volte a minimizzare la possibilità di generare inquinamenti in mare. In particolare, ai sensi dell'art. 60 deve essere posta la massima cura nella perforazione del pozzo e principalmente nella circolazione del fango per evitare immissioni improprie in mare. I pozzi completati devono essere dotati di valvola di intercettazione per porre automaticamente in sicurezza il pozzo nell'eventualità che la parte emergente dello stesso sia asportata o danneggiata. Inoltre devono essere adottate misure e sistemi di contenimento idonei ad evitare scarichi accidentali di inquinanti in atmosfera o in mare (art. 61). Nel caso si verificassero comunque versamenti accidentali, si dovrà intervenire immediatamente per rimuovere o rendere innocue le sostanze inquinanti e a tal fine su ciascuna piattaforma, sulle navi-appoggio ed in terraferma dovranno sempre essere disponibili le attrezzature e le scorte necessarie a garantire tali interventi (art. 61).

L'art. 62 vieta lo scarico in mare di fanghi di perforazione a base oleosa, idrocarburi liquidi erogati da pozzo in occasione di prove di strato e di produzione, liquami oleosi di sentina, olio esausto dei motori e detriti di perforazione (*cuttings*) derivanti da perforazioni eseguite con l'impiego di fanghi a base oleosa o provenienti da strati mineralizzati ad olio, se non preventivamente sottoposti a lavaggio. Nel caso in cui i prodotti sopra elencati siano associati ad acqua, è consentito lo scarico in mare della parte acquosa non inquinante, previa separazione dei due tipi di fluido mediante idonea attrezzatura, purché la concentrazione di idrocarburi sia inferiore a 50 ppm. E' invece in ogni caso vietato lo scarico in mare di rifiuti solidi non degradabili (contenitori, sacchi di plastica, scatolame, bottiglie ecc.).

- Titolo IV "Sicurezza degli impianti di produzione e delle condotte di trasporto degli idrocarburi"

Al Capo II, art. 78 e 79 del Titolo IV vengono trattati nel dettaglio gli aspetti legati agli impianti di produzione e alle condotte sottomarine ad esso relative. In particolare, viene esplicitamente indicato che le teste pozzo e gli altri impianti di produzione collocati sul fondo marino, i serbatoi di stoccaggio sottomarini, le tubazioni rigide o flessibili di collegamento con gli impianti sottomarini di produzione e di stoccaggio predetti e le installazioni di superficie, con i relativi dispositivi di giunzione, devono rispondere ai requisiti di resistenza e di perfetta tenuta, in relazione alle particolari condizioni operative. Devono inoltre essere protetti contro le corrosioni, le azioni delle correnti e degli altri fattori ambientali. Lo stesso si applica alle condotte sottomarine per il trasporto a distanza degli idrocarburi prodotti dal sottofondo marino. L'installazione degli impianti e delle condotte è disciplinata dalle disposizioni del codice della navigazione.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 197 Studio di Impatto Ambientale Progetto "Clara NW"</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 44 di 68</p>
---	--	-------------------------------------

I successivi Titolo V *"Disposizioni Transitorie e Comuni"*, Titolo VI *"Diffide - Denunce - Interventi Amministrativi vari - Ricorsi"* e Titolo VII *"Disposizioni Penali"* concludono il Decreto.

Alcuni articoli del D.P.R. 886/79 sono stati abrogati dai nuovi articoli del D.Lgs. 624/1996 *"Attuazione della Direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della Direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee"* e del D.Lgs 758/1994 *"Modificazioni alla disciplina sanzionatoria in materia di lavoro"*.

In particolare, le disposizioni soppresse dal D.Lgs. 624/96, di seguito riportato, sono gli articoli 10, 11, 41, 50 e 51 ed i commi terzo, quarto, quinto e sesto dell'art. 75.

2.6.3 Decreto Legislativo 25 Novembre 1996, n. 624

Il D.Lgs. 25 Novembre 1996, n. 624 ha per oggetto l'*"Attuazione della Direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della Direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee"*.

In riferimento al progetto proposto, il Decreto si applica alle *"attività di prospezione, ricerca, coltivazione e stoccaggio degli idrocarburi liquidi e gassosi nel territorio nazionale, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale e nelle altre aree sottomarine comunque soggette ai poteri dello Stato"* (art.1, c. e).

Nel Titolo I del Decreto sono riportate le disposizioni generali relative al campo di applicazione, agli obblighi del datore di lavoro, alle norme generali in materia di documentazione e infortuni, alle caratteristiche tecniche e verifiche periodiche di attrezzature ed impianti meccanici, elettrici ed elettromeccanici, agli obblighi di manutenzione, alle disposizioni tecniche in materia di esplosivi, illuminazione dei luoghi di lavoro, vie di emergenza ecc. In particolare, all'interno del Capo III – Norme generali, l'art. 27 descrive le procedure da seguire per la denuncia di infortuni in mare.

Con riferimento al progetto proposto, le norme in materia di sicurezza e di salute applicabili specificamente alle attività estrattive condotte mediante perforazione sono trattate nel Titolo III, al Capo I (*Norme comuni applicabili alle attività in terraferma ed in mare*) e Capo III (*Norme applicabili alle sole attività in mare*).

Nel Capo I vengono pertanto definite le condizioni per l'autorizzazione alla perforazione, la descrizione dei sistemi di protezione necessari, le attività per il controllo dei pozzi, tra cui il controllo del fango e le misure di emergenza in caso di eruzione incontrollata.

Vengono, inoltre, fornite prescrizioni per la cementazione, la circolazione del fango o di altri fluidi di perforazione, il monitoraggio della concentrazione di sostanze nocive o potenzialmente esplosive, soprattutto idrocarburi gassosi ed idrogeno solforato e l'uso di esplosivi nelle operazioni di perforazione.

Nel Capo III vengono definite le misure di prevenzione incendi, le disposizioni per l'evacuazione ed il salvataggio, la movimentazione degli elicotteri e le disposizioni degli eventuali alloggi.

2.7 IL REGIME VINCOLISTICO SOVRAORDINATO

Di seguito si propone una lettura sintetica del regime vincolistico sovraordinato, incidente sul territorio di interesse e per le attività in progetto.

Lo studio ha riguardato la costa e le acque marine territoriali italiane nel tratto di mare interessato dal progetto "Clara NW", ubicato nell'off-shore Adriatico, a circa 45 km (circa 24,3 miglia nautiche)_ad Est della costa marchigiana di Ancona (AN), e ha permesso l'analisi dei seguenti vincoli eventualmente insistenti:

- Zone marine a parco (Legge 979/1982, art. 31);
- Zone costiere facenti parte di aree naturali protette o soggette a misura di salvaguardia ai sensi della Legge 394/1991;



- Zone archeologiche marine (ex Legge 1089/39);
- Zone marine di ripopolamento (Legge 41/82);
- Aree vincolate in base a specifiche Ordinanze emesse dalle Capitanerie di Porto competenti;
- Zone costiere interessate da Siti della Rete Natura 2000 (Siti di Importanza Comunitaria, Zone di Protezione Speciale);
- Zone costiere interessate da "Important Bird Area (IBA)";
- Zone costiere interessate da Zone Umide di importanza internazionale (Convenzione di Ramsar, 1971);
- Zone marine di tutela biologica (Legge 963/1965 e s.m.i.);
- Aree tutelate ai sensi del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i..

Il regime vincolistico è stato verificato mediante la consultazione dei seguenti siti web ufficiali:

- Ministero dei Beni e delle Attività Culturali – SITAP;
- Sovrintendenze dei Beni Archeologici;
- Portale cartografico nazionale (PCN) – Ministero dell'ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare;
- Portale Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare;
- Regione Marche;

e per mezzo di informazioni reperite telefonicamente dalla Capitaneria di Porto di Ancona.

Con l'entrata in vigore del D.Lgs. n. 128 del 29 Giugno 2010 "*Modifiche ed integrazioni al D.Lgs 3 aprile 2006, n. 152*" sono state apportate modifiche al D.Lgs. 152/2006 ed in particolare nella Parte Seconda, all'art. 6 è stato aggiunto il comma 17 relativo alla disciplina delle attività di ricerca, di prospezione, nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare, al fine di tutelare al meglio l'ambiente e l'ecosistema naturale. In particolare, il nuovo disposto normativo sancisce il divieto delle attività di ricerca, di prospezione nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare, di cui agli articoli 4, 6 e 9 della Legge 9 gennaio 1991, n. 9, nelle seguenti aree:

- nelle zone comprese all'interno del perimetro delle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, in virtù di leggi nazionali, regionali o in attuazione di atti e convenzioni internazionali;
- nelle zone di mare poste entro 12 miglia marine dal perimetro esterno delle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, in virtù di leggi nazionali, regionali o in attuazione di atti e convenzioni internazionali;
- nella fascia marina compresa entro 5 miglia marine dalla linee di base (rif. **Approfondimento 1**) delle acque territoriali lungo l'intero perimetro costiero nazionale, per i soli idrocarburi liquidi.

Si ricorda che la futura piattaforma Clara NW sarà ubicata ad una distanza di circa 45 km (circa 24,3 miglia nautiche) dalla costa, pertanto, si può anticipare che non si verificano interferenze delle attività in progetto con le zone tutelate a qualsiasi titolo eventualmente presenti sulle coste marchigiane. Come si descriverà nei paragrafi a seguire, inoltre, la concessione Clara non interferisce neanche con aree marine protette a qualsiasi titolo per scopi di tutela ambientale, né con la fascia di 12 miglia generata dalla eventuale presenza delle stesse nel tratto di mare considerato.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Doc. SICS 197 Studio di Impatto Ambientale Progetto “Clara NW”	Capitolo 2 Pag. 46 di 68
--	---	-----------------------------

Il comma 17 dell'art. 6 della Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. prescrive, inoltre, che al di fuori delle suddette aree tutelate, le attività di ricerca, di prospezione nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare sono autorizzate previa sottoposizione alla procedura di valutazione di impatto ambientale di cui agli articoli 21 e seguenti del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., sentito il parere degli enti locali posti in un raggio di 12 miglia dalle aree marine e costiere interessate dalle suddette attività minerarie. Tali disposizioni si applicano ai procedimenti autorizzatori in corso alla data di entrata in vigore del comma 17 (e quindi dal 26/08/2010). Resta ferma l'efficacia dei titoli abilitativi già rilasciati alla stessa data.



Approfondimento 1 - Linea di base

In relazione alle fasce di rispetto di 5 miglia marine dalle linee di base delle acque territoriali dalla costa si precisa che il termine *Linea di Base* indica genericamente la linea dalla quale è misurata l'ampiezza delle acque territoriali. In particolare è detta *linea di base normale* (normal baseline) *la linea di bassa marea lungo la costa* (Ginevra I, 3; UNCLOS 5). Essa costituisce il limite interno dal quale è misurata l'ampiezza delle acque territoriali.

Casi particolari che consentono di far allontanare dalla costa la linea di base, spostandola verso il largo, sono costituiti dalla presenza, negli atolli o barriere coralline, di scogli o rocce affioranti o dalla esistenza di opere portuali permanenti, come le scogliere, o dalla speciale configurazione geografica di foci o delta di fiumi. Sono invece esclusi da questo regime i bassifondi o gli scogli che emergono a bassa marea, a meno che su di essi sia stata costruita una installazione fissa quale, ad esempio, un faro (Ginevra, I, 11; UNCLOS 13)².

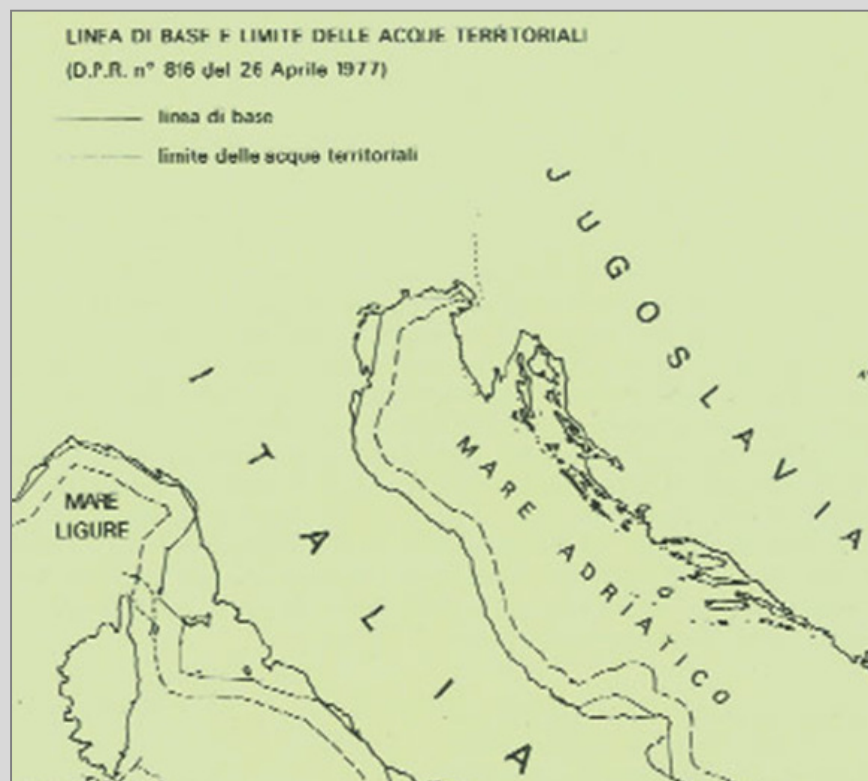


Figura A1: stralcio della carta di individuazione della linea di base in relazione alle aree oggetto di indagine nel presente studio

Nella cartografia tematica realizzata per l'area oggetto di indagine, in particolare si è assunto che la linea di base coincidesse con la costa.

² Fonte: <http://www.marina.difesa.it/editoria/rivista/gloss/l.asp>

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 197 Studio di Impatto Ambientale Progetto "Clara NW"</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 48 di 68</p>
--	---	-------------------------------------

2.7.1 Aree Naturali Protette

La Legge Quadro del 6 dicembre 1991, n. 394 definisce la classificazione delle aree naturali protette e istituisce l'Elenco ufficiale delle aree protette, nel quale vengono iscritte tutte le aree che rispondono ai criteri stabiliti, a suo tempo, dal Comitato nazionale per le aree protette.

Attualmente il sistema delle aree naturali protette è classificato come segue (Fonte: Portale del Ministero dell'Ambiente):

- **Parchi Nazionali:** costituiti da aree terrestri, fluviali, lacuali o marine che contengono uno o più ecosistemi intatti o anche parzialmente alterati da interventi antropici, una o più formazioni fisiche, geologiche, geomorfologiche, biologiche, di rilievo internazionale o nazionale per valori naturalistici, scientifici, estetici, culturali, educativi e ricreativi tali da richiedere l'intervento dello Stato ai fini della loro conservazione per le generazioni presenti e future.
- **Parchi naturali regionali e interregionali:** costituiti da aree terrestri, fluviali, lacuali ed eventualmente da tratti di mare prospicienti la costa, di valore naturalistico e ambientale, che costituiscono, nell'ambito di una o più regioni limitrofe, un sistema omogeneo, individuato dagli assetti naturalistici dei luoghi, dai valori paesaggistici e artistici e dalle tradizioni culturali delle popolazioni locali.
- **Riserve naturali:** costituite da aree terrestri, fluviali, lacuali o marine che contengono una o più specie faunistiche o floristiche rilevanti dal punto di vista naturalistico, ovvero presentano uno o più ecosistemi importanti per la diversità biologica o per la conservazione delle risorse genetiche. Le riserve naturali possono essere statali o regionali in base alla rilevanza degli elementi naturalistici in esse rappresentati.
- **Zone umide di interesse internazionale:** costituite da aree acquitrinose, paludi, torbiere oppure zone naturali o artificiali d'acqua, permanenti o transitorie comprese zone di acqua marina la cui profondità, quando c'è bassa marea, non superi i sei metri che, per le loro caratteristiche, possono essere considerate di importanza internazionale ai sensi della Convenzione di Ramsar.
- **Altre aree naturali protette:** aree (oasi delle associazioni ambientaliste, parchi suburbani, ecc.) che non rientrano nelle precedenti classi. Si dividono in aree di gestione pubblica, istituite cioè con leggi regionali o provvedimenti equivalenti, e aree a gestione privata, istituite con provvedimenti formali pubblici o con atti contrattuali quali concessioni o forme equivalenti.
- **Aree di reperimento terrestri e marine:** indicate dalle leggi 394/91 e 979/82, che costituiscono aree la cui conservazione attraverso l'istituzione di aree protette è considerata prioritaria.

Nel seguito vengono descritte le aree naturali protette eventualmente presenti nel tratto di mare e, per completezza di trattazione, sebbene le attività in progetto si svolgano ad circa 45 km dalla costa, anche quelle presenti nel tratto costiero marchigiano prospiciente l'area della Concessione Clara.

2.7.1.1 Aree marine e terrestri istituite a Parco Nazionale (L. 394/91)

L'elenco ufficiale dei Parchi Nazionali istituiti ai sensi della L. 349/91 è stato estrapolato dal portale del Ministero dell'Ambiente e della Difesa del Territorio e del Mare (cfr. **Figura 2-23**) e dal Portale della Regione Marche.

In particolare, la Legge 939/1982 e s.m.i "*Disposizioni per la difesa del mare*" rappresenta il piano generale di difesa del mare e delle coste marine dall'inquinamento e di tutela dell'ambiente marino; in particolare, già l'art.1 afferma che "*il piano delle coste indirizza, promuove e coordina gli interventi e le attività in materia di difesa del mare e delle coste dagli inquinamenti e di tutela dell'ambiente marino, secondo criteri di programmazione e con particolare rilievo alla previsione degli eventi potenzialmente pericolosi e degli interventi necessari per delimitarne gli effetti e per contrastarli una volta che si siano determinati*".



L'art. 31, in particolare, elenca una serie di aree particolarmente a rischio, per le quali vengono istituite le riserve marine.

La zona del Medio Adriatico, sede del presente Studio, ed il corrispondente tratto di costa, non comprendono aree marine, né aree terrestri istituite a Parco Nazionale (cfr. **Figura 2-23**).



Figura 2-23: elenco delle aree marine e terrestri a Parco aggiornato al 30 Marzo 2011 (Fonte: Portale del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Dicembre 2011)

2.7.1.2 Aree marine e costiere protette

Le aree marine protette sono istituite ai sensi delle Leggi 979/1982 e 394/1991 con un Decreto del Ministro dell'Ambiente che contiene la denominazione e la delimitazione dell'area, gli obiettivi e la disciplina di tutela a cui è finalizzata la protezione. Al fine dell'istituzione di un'area marina protetta, un tratto di mare deve innanzitutto essere individuato per legge quale "area marina di reperimento".

Le aree marine protette sono costituite da ambienti marini, dati dalle acque, dai fondali e dai tratti di costa prospicienti che presentano un rilevante interesse per le caratteristiche naturali, geomorfologiche, fisiche, biochimiche con particolare riguardo alla flora e alla fauna marine e costiere e per l'importanza scientifica, ecologica, culturale, educativa ed economica che rivestono. Possono essere costituiti da un ambiente



marino avente rilevante valore storico, archeologico - ambientale e culturale. Ogni area è generalmente suddivisa in tre tipologie di zone (A, B e C) con diversi gradi di tutela.

In Italia sono state istituite 27 Aree Marine Protette e 2 Parchi sommersi che tutelano complessivamente circa 222.000 ettari di mare e circa 700 km di costa. Le Aree Marine Protette presenti sul territorio nazionale sono rappresentate in **Figura 2-24** da cui si evince che nel tratto di mare prospiciente la Regione Marche non è presente nessuna Area Marina Protetta.



Figura 2-24: ubicazione delle aree marine protette sul territorio italiano (Fonte: Portale del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Dicembre 2011)

Sebbene le attività in progetto si svolgeranno unicamente in mare aperto e ad una distanza di circa 45 km dalla costa, per completezza di trattazione si elencano le aree Naturali Protette presenti nel tratto costiero marchigiano antistante (cfr. **Figura 2-25**):

- **Parco Naturale Regionale del Conero** (EUAP0203 - Istituito con L.R. 11 del 2 Agosto 2006): un'area protetta di circa 5.982,74 ha che interessa i Comuni di Ancona, Camerano, Numana e Sirolo e comprende il monte omonimo, un tratto di costa alta e un'ampia fascia collinare interna;
- **Parco Naturale Regionale di Monte San Bartolo** (EUAP0970 - Istituito con L.R. 15 del 28 Aprile 1994), posto tuttavia molto più a Nord dell'area di studio. E' un'area protetta di circa 1.596,33 ha, situata a ridosso della costa adriatica nella provincia di Pesaro e Urbino e interessa i due comuni di

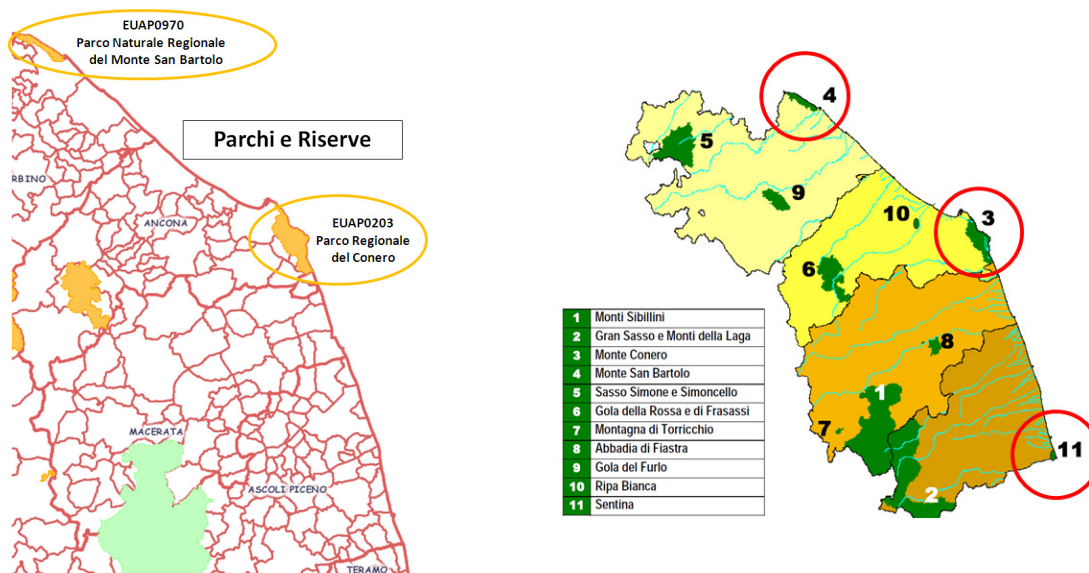


Gabicce Mare e Pesaro. E' caratterizzata principalmente da un tratto di costa alta, a falesia viva, e da un territorio rurale più interno;

- **Riserva Naturale Regionale Sentina** (Istituita con Dec. Reg. 156 del 14 Dicembre 2004) posta in un tratto di costa molto più a Sud dell'area di studio al confine con la Regione Abruzzo. La Riserva è costituita da un paesaggio di acqua e sabbia, caratterizzato dalla presenza di cordoni sabbiosi, zone umide retrodunali e praterie, che si sviluppa per circa 180 ha all'interno del comune di San Benedetto del Tronto, tra l'abitato di Porto d'Ascoli a Nord e il fiume Tronto a Sud.

Informazioni più dettagliate sulle caratteristiche ambientali delle suddette aree protette sono riportate nel **Capitolo 4** del presente Studio.

In **Allegato 2.1** si riporta la carta delle aree marine e costiere protette, comprensiva della fascia di rispetto di 12 miglia generata dalle stesse e l'ubicazione dell'area di progetto.



(Fonte: portale cartografico nazionale del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare)

(Fonte: portale cartografico della Regione Marche)

Figura 2-25: individuazione delle aree naturali protette presenti sulla costa marchigiana

Come precisato precedentemente, l'area di progetto, essendo ubicata a 45 km (circa 24,3 miglia marine) dalla costa marchigiana, non risulta compresa nella fascia delle 12 miglia generata dalla presenza delle suddette aree protette costiere.

2.7.1.3 Aree marine protette di prossima istituzione

Al fine dell'istituzione di un'area marina protetta, un tratto di mare deve innanzitutto essere individuato per legge quale "Area marina di reperimento". Una volta avviato l'iter istruttorio all'area marina di reperimento, questa viene considerata come "Area marina protetta di prossima istituzione".

Le "Aree marine protette di prossima istituzione" sono, pertanto, le aree marine di reperimento per le quali è stato avviato l'iter istruttorio. Tale iter è previsto per le aree comprese nell'elenco delle 48 Aree di reperimento indicate dalle leggi 979/82 art.31 e 394/91 art.36.

In **Figura 2-26** sono rappresentate le 17 Aree marine protette di prossima istituzione, qualunque sia lo stato di avanzamento del previsto iter amministrativo (Fonte: Portale Ministero dell'Ambiente).



Come riportato in **Figura 2-26** nella Regione Marche sono due le Aree marine protette di prossima istituzione per le quali è già in corso da anni l'iter istruttorio:

- "Costa del Monte Conero";
- "Costa del Piceno".

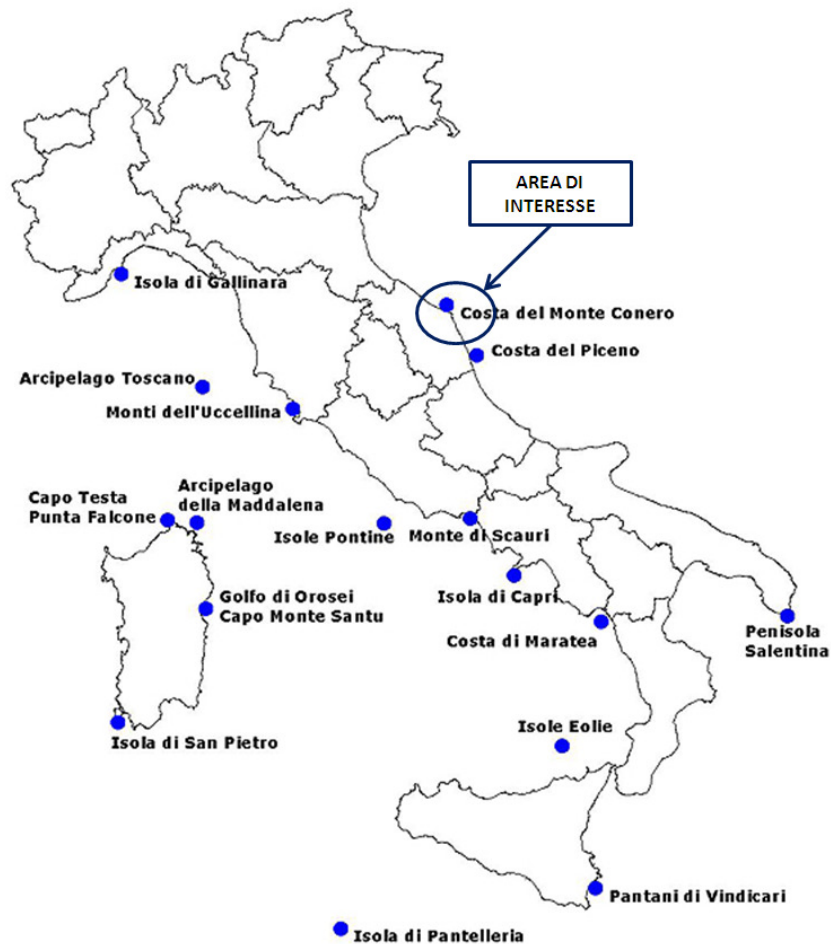


Figura 2-26: individuazione delle aree marine di prossima istituzione (Fonte: Portale del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Dicembre 2011)

Tra queste, l'Area marina protetta di prossima istituzione "Costa del Monte Conero", risulta essere la più prossima all'area di progetto in quanto interesserà il tratto di mare antistante i Comuni di Sirolo e Numana, in Provincia di Ancona. Il tratto di costa che la riguarda fa parte del Parco Naturale Regionale del Monte Conero.

In **Figura 2-27** è riportata la proposta di perimetrazione e zonizzazione dell'Area Marina con l'individuazione delle tre zone di protezione: A (riserva integrale), B (riserva generale), C (riserva parziale). La Zona A è sottoposta alla più alta protezione e interdetta ad ogni attività che possa arrecare danno o disturbo all'ambiente marino. Essa garantisce la tutela della biodiversità e il ripopolamento delle specie animali e vegetali, pertanto prescrive quasi sempre il divieto di balneazione e di navigazione, escluse solo le attività di ricerca scientifica (qualora autorizzate). In queste aree l'accesso è permesso al personale dell'Area Marina Protetta per lo svolgimento di attività di servizio e al personale scientifico per l'effettuazione di ricerche autorizzate. Nella Zona B si coniuga la protezione ambientale con la fruizione compatibile dell'ambiente



marino. È in generale consentita la navigazione, la pesca sportiva e artigianale dei residenti e su autorizzazione la pesca dei mitili. L'ormeggio solo in punti prestabiliti. La Zona C, si può considerare una fascia tampone tra le zone di maggiore pregio naturalistico e i settori esterni all'Area Marina Protetta.



Figura 2-27: proposta di perimetrazione e zonizzazione dell'Area Marina Protetta "Costa del Monte Conero" – settembre 2006 (Fonte: Rivista "nel Parco c'è" 4-2009)

L'area marina protetta di prossima istituzione "**Costa del Piceno**" comprenderà il tratto costiero della provincia di Ascoli Piceno, interessando dieci Comuni con sbocco sul mare (Porto Sant'Elpidio; Fermo; Porto San Giorgio; Altidona; Pedaso Campofilone; Massignano; Cupra Marittima; Grottammare; San Benedetto del Tronto) e parte della provincia di Teramo con due Comuni (Martinsicuro; Alba Adriatica), anch'essi con sbocco sul mare, per una superficie complessiva di 281,22 Km². Si prevede uno sviluppo costiero dell'area protetta di 55,3 Km, tra le foci dei fiumi Chienti (provincia di Ascoli Piceno) e Salinello (in provincia di Teramo), per una estensione in mare fino a tre miglia dalla costa (attuale limite per l'attività della pesca a strascico) e quindi con una superficie marina di circa 307 km². In Figura 2-28 è riportata la proposta di perimetrazione e zonizzazione dell'Area Marina con l'individuazione di quattro zone di protezione: A (riserva integrale), B (riserva generale), C (riserva parziale) e D (di protezione). La zona D comprende anche le oasi di ripopolamento ittico e antistrascico realizzate nei tratti di mare antistanti i Comuni di Pedaso, Cupra Marittima e Grottammare, mediante l'installazione di barriere e strutture sommerse, collocate al limite delle tre miglia di distanza dalla costa.

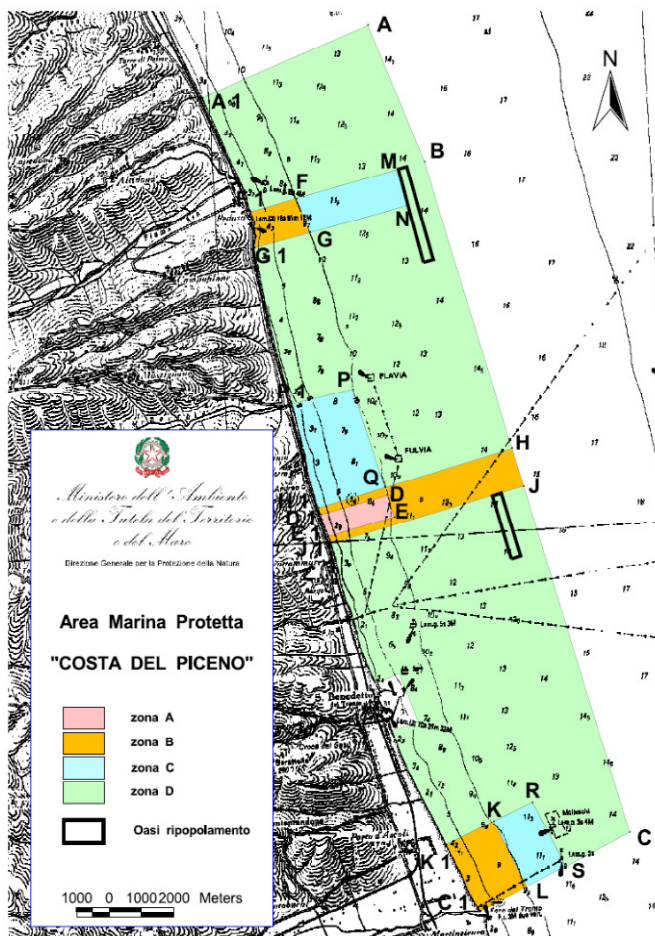


Figura 2-28: proposta di perimetrazione e zonizzazione dell'Area Marina Protetta "Costa del Piceno"
(Fonte: Bozza di Decreto Ministeriale Istitutivo dell'Area Marina Protetta Costa del Piceno del 31/10/2008, approvato dalla Provincia di Ancona)

Informazioni più dettagliate sulle caratteristiche ambientali delle suddette aree marine sono riportate nel **Capitolo 4** del presente Studio.

In considerazione del fatto che le attività in progetto si svilupperanno a notevole distanza dalla costa, non si prevedono interferenze del progetto con le aree di futura istituzione.

2.7.1.4 Aree marine di reperimento

Le 48 Aree marine di reperimento finora individuate nel territorio italiano (49 se si considera che le Isole Pontine sono state scorporate in: Isole di Ponza, Palmarola e Zannone e Isole di Ventotene e Santo Stefano) sono state definite dalle leggi 979/82 art.31, 394/91 art.36, 344/97 art.4 e 93/01 art.8.

Di queste, 27 sono state istituite e altre 17 sono di prossima istituzione in quanto è in corso il relativo iter tecnico-amministrativo. Le restanti 5 sono solo state indicate dalla legge come meritevoli di tutela ma non è ancora iniziato alcun iter amministrativo per l'istituzione. In **Figura 2-29** sono rappresentate le cinque aree indicate dalla legge come meritevoli di tutela e definite genericamente "aree marine di reperimento" (Fonte: Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare).

Come si evince dalla **Figura 2-29** nel tratto di mare oggetto del presente studio non sono presenti Aree Marine di Reperimento.

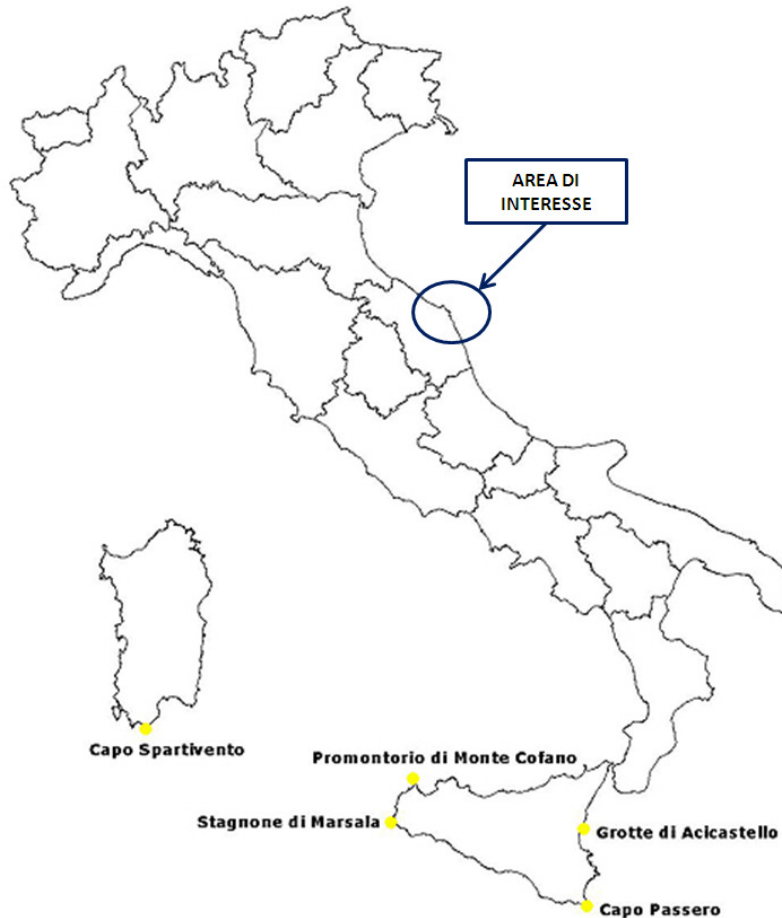


Figura 2-29: individuazione delle aree marine di reperimento (Fonte: Portale del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Dicembre 2011)

2.7.1.5 Zone costiere interessate da Zone Umide di importanza internazionale (Convenzione di Ramsar, 1971)

La Convenzione sulle zone umide di importanza internazionale, soprattutto come habitat degli uccelli acquatici, è stata firmata a Ramsar, in Iran, il 2 febbraio 1971.

Come definito dalla Convenzione di Ramsar, ratificata e resa esecutiva dall'Italia con il D.P.R. 13 marzo 1976, n. 448, le zone umide sono "le paludi e gli acquitrini, le torbe oppure i bacini, naturali o artificiali, permanenti o temporanei, con acqua stagnante o corrente, dolce, salmastra, o salata, ivi comprese le distese di acqua marina la cui profondità, durante la bassa marea, non supera i sei metri".

Le zone umide costituiscono ambienti con elevata diversità biologica e con notevole produttività grazie alla concomitante presenza di acqua e suoli emersi ove la flora e la fauna trovano condizioni ideali per la crescita e la riproduzione (ecosistemi "umidi"). Sono ambienti caratterizzati da un'elevata fragilità ambientale, in quanto pesantemente minacciati dalle pressioni antropiche costituite dal degrado e dalla progressiva riduzione degli habitat, delle risorse idriche, dalle infrastrutture e dall'urbanizzazione e, a livello globale, dai cambiamenti climatici (Fonte: Portale Regione Marche).

Le zone umide sono fondamentali per il ruolo importantissimo che svolgono nella regolazione dei fenomeni idrogeologici, chimico-fisici (come trappole per nutrienti e nella depurazione delle acque da metalli pesanti e



da sedimenti sospesi), biologici (in quanto serbatoi di biodiversità), produttivi (agricoltura e itticoltura), educativi, culturali e scientifici. Inoltre questi ambienti giocano un ruolo fondamentale nel processo di fissazione del carbonio presente nella biosfera, con conseguente mitigazione degli effetti dei cambiamenti climatici.

Ad oggi in Italia 50 siti sono stati riconosciuti e inseriti nell'elenco d'importanza internazionale stilato ai sensi della Convenzione di Ramsar (Fonte: Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare).

Come si evince dalla **Figura 2-30** nel tratto terrestre e costiero di interesse per il presente studio, così come in tutta la Regione Marche, non sono presenti *Zone umide di importanza internazionale*.

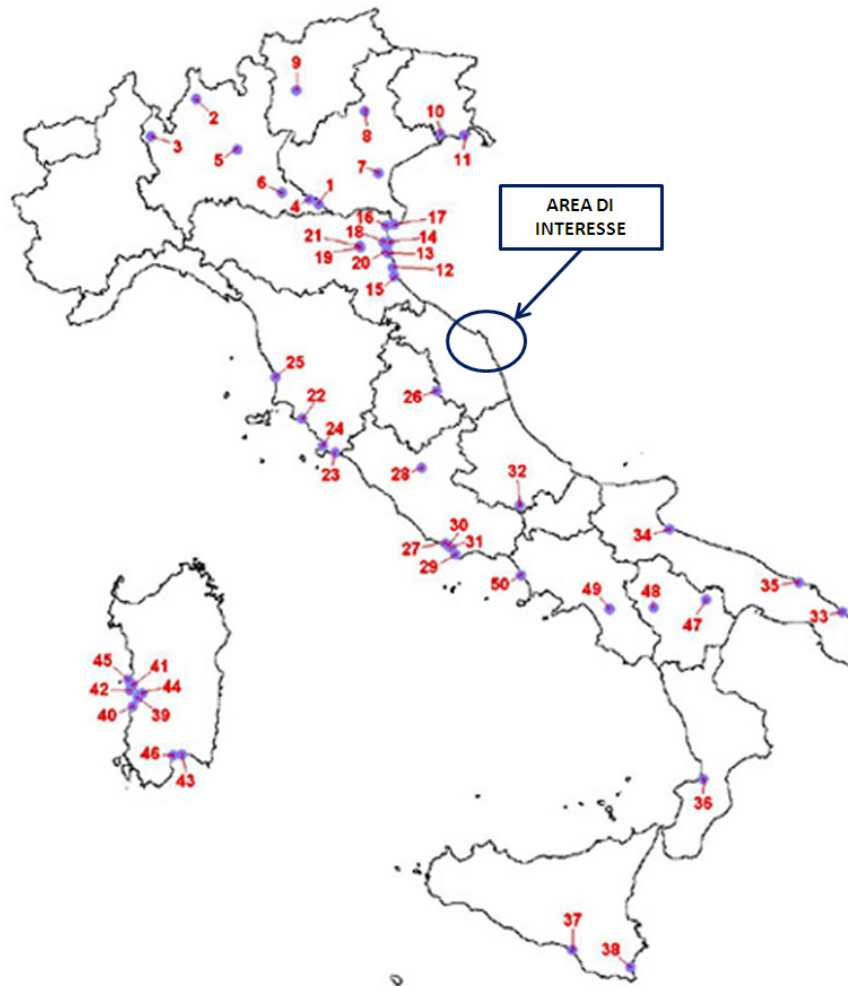


Figura 2-30: individuazione delle zone umide di importanza internazionale (Fonte: Portale del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Dicembre 2011)

Tuttavia, dalla consultazione del portale della Regione Marche si evince che, nell'ambito dell'inventario delle zone umide del Mediterraneo (*Pan Mediterranean Wetland Inventory - PMWI*) realizzato a livello regionale a seguito degli impegni assunti con la Convenzione di Ramsar, nel territorio marchigiano sono stati censiti 41 siti. In particolare, nel tratto di costa prospiciente le attività in progetto sono presenti:

- **la zona umida Portonovo e Falesia calcarea a mare** (cod. sito ITE32W0200): si tratta del tratto di costa alla base del promontorio del Monte Conero costituita da una falesia che conduce fino alla spiaggia delle due sorelle, così chiamata per la presenza di due faraglioni calcarei che si ergono dal



mare (cfr. **Figura 2-31**). L'area è situata all'interno del Parco Naturale Regionale del Conero, comprende la spiaggia di Portonovo e alcuni esempi di stagni retrodunali delle Marche: il Lago Profondo e il Lago Calcagno e due specchi di acqua salmastra (Fonte: *Inventario delle zone umide del Mediterraneo on-line* Portale Regione Marche – Servizio ambiente e Paesaggio).

- ***l'Oasi di Porto Potenza Picena (Ex- Cave Maceratesi)*** (cod. sito ITE33W2400), è situata più a Sud, in un'area compresa tra la costa e l'autostrada A14 nel comune di Potenza Picena (cfr. **Figura 2-31**). Si estende per una superficie complessiva di 64 ettari, di cui 32 costituiti da 5 ex laghetti di cava profondi in media dai 4 agli 8 metri. L'oasi riveste particolare importanza anche dal punto di vista floristico-vegetazionale. Inoltre, pur essendo caratterizzata da un disturbo antropico rilevante, è situata in una zona strategica che permette la presenza di una grande quantità di specie ornitiche: durante l'inverno, date le sue caratteristiche è frequentata soprattutto da svassi e anatidi (folaghe e gallinelle d'acqua), mentre durante la stagione primaverile e autunnale, vista la sua posizione, è area di sosta per gran parte delle specie migratrici ed è zona di nidificazione per le specie estive quali il tarabuso. L'Oasi è gestita da Legambiente (Fonte: *Inventario delle zone umide del Mediterraneo on-line* Portale Regione Marche – Servizio ambiente e Paesaggio).

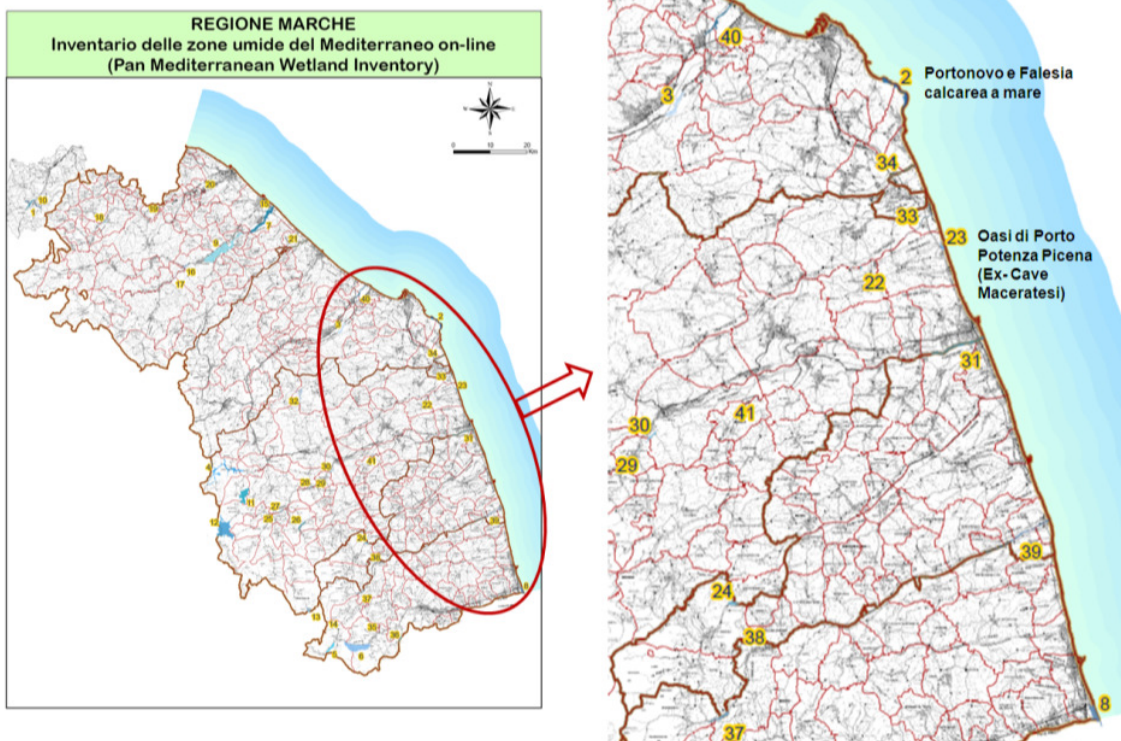


Figura 2-31: carta delle zone umide della Regione Marche (Fonte: Inventario delle zone umide del Mediterraneo on-line, www.regionemarche.it)

Per quanto sopra detto, l'area di progetto, essendo ubicata a 45 km (circa 24,3 miglia marine) dalla costa marchigiana, non risulta compresa nella fascia delle 12 miglia eventualmente generata dalla presenza delle suddette zone umide presenti sulla costa marchigiana.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 197 Studio di Impatto Ambientale Progetto "Clara NW"</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 58 di 68</p>
--	---	-------------------------------------

2.7.2 Zone marine di ripopolamento (Legge 41/82)

Con la Legge 41/82 *"Piano per la razionalizzazione e lo sviluppo della pesca marittima"* e s.m.i., il Ministero della Marina mercantile, al fine di promuovere lo sfruttamento razionale e la valorizzazione delle risorse biologiche del mare attraverso uno sviluppo equilibrato della pesca marittima, adotta con proprio decreto il piano nazionale di durata triennale, elaborato dal Comitato nazionale per la conservazione e la gestione delle risorse biologiche del mare.

Tra gli obiettivi di questa Legge c'è la *gestione razionale delle risorse biologiche del mare che si sviluppa anche con l'istituzione di zone di riposo biologico e di ripopolamento attivo, da realizzarsi anche attraverso strutture artificiali*. Pertanto le stesse non sono classificabili come aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale ma piuttosto sono zone nelle quali vengono create le condizioni atte a favorire il ripopolamento delle specie ittiche.

Nel tratto di costa tra Ancona e Pesaro sono presenti alcune zone marine di ripopolamento. In ogni caso, considerata la distanza dell'area di progetto, ubicata a 45 km (circa 24,3 miglia marine) dalla costa marchigiana, non si prevedono interferenze del progetto con tali aree.

2.7.3 Zone marine di tutela biologica (Legge 963/1965 e s.m.i.)

Nell'ambito delle aree marine protette, la normativa italiana riserva un ruolo importante anche alle *"Zone di Tutela Biologica"* che vengono generalmente istituite ai fini della salvaguardia e di ripopolamento delle risorse marine mediante decreto del Ministero delle Politiche Agricole.

La legge 963/1965 ed s.m.i. è finalizzata alla disciplina della pesca marittima; l'art. 15 disciplina la *tutela delle risorse biologiche e delle attività di pesca* e, con particolare riferimento all'opera in oggetto, la lettera d) afferma che è fatto *divieto di danneggiare le risorse biologiche delle acque marine con l'uso di materie esplosive, dell'energia elettrica o di sostanze tossiche atte ad intorpidire, stordire o uccidere i pesci e gli altri organismi acquatici, nonché raccogliere, trasportare o mettere in commercio pesci ed altri organismi acquatici così intorpiditi, storditi o uccisi*.

Il regolamento attuativo della predetta legge, emanato con D.P.R. 2 ottobre 1968, n.1639 prevede all'art. 98 che *il Ministro per la marina mercantile, sentita la commissione consultiva locale per la pesca marittima, può vietare o limitare nel tempo e nei luoghi, l'esercizio della pesca qualunque sia il mezzo di cattura impiegato, in quelle zone di mare che sulla base di studi scientifici o tecnici, siano riconosciute come aree di riproduzione o di accrescimento di specie marine di importanza economica o che risultassero impoverite da un troppo intenso sfruttamento*. A tale decreto e tale articolo si rifà infine in D.M. 19 giugno 2003, n. 194, concernente il Piano di protezione delle risorse acquatiche, che prevede l'istituzione di ulteriori zone di tutela biologica e l'istituzione dei Comitati di gestione cui spetta la regolamentazione dell'attività di pesca professionale e sportiva ed il relativo monitoraggio e controllo.

Le zone di tutela biologica, essendo riconosciute come aree di riproduzione o di accrescimento di specie marine di importanza economica o che risultano impoverite da un troppo intenso sfruttamento, sono soggette al divieto di pesca ma non sono classificabili come *aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, in virtù di leggi nazionali, regionali o in attuazione di atti e convenzioni internazionali*.

Nel tratto di mare tra Ancona e Pesaro, a circa 27 km (circa 14,5 miglia nautiche) a Nord-Ovest dall'area di progetto della piattaforma Clara NW, è presente un'area di tutela biologica denominata "Area Barbare" (istituita con decreto 16 Marzo 2004).

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 197 Studio di Impatto Ambientale Progetto "Clara NW"</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 59 di 68</p>
--	---	-------------------------------------

2.7.4 Zone marine e costiere interessate da Siti della Rete Natura 2000 (Siti di Importanza Comunitaria, Zone di Protezione Speciale)

La rete Natura 2000 è costituita da Zone Speciali di Conservazione (ZSC) istituite dagli Stati Membri secondo quanto stabilito dalla Direttiva Habitat, e comprende anche le Zone di Protezione Speciale (ZPS) istituite ai sensi della Direttiva 79/409/CEE "Uccelli".

Poiché la costruzione della Rete Natura 2000 è un processo dinamico, le liste dei SIC sono periodicamente aggiornate dalla Commissione sulla base delle banche dati inviate dagli Stati membri una volta l'anno. Il 12 dicembre 2008 è stato adottato dalla Commissione l'ultimo aggiornamento delle liste dei SIC per sette regioni biogeografiche, fra cui le tre regioni che interessano l'Italia. Il più recente decreto nazionale di recepimento è il Decreto 14 marzo 2011 (G.U. n. 77 del 4 aprile 2011, S.O. n. 90) "Quarto elenco aggiornato dei siti di importanza comunitaria per la regione biogeografia mediterranea in Italia, ai sensi della direttiva 92/43/CEE".

A livello regionale (L.R. 6/2007 art. 28 come modificato dalla L.R. 16/2010, art. 28), la Normativa di riferimento per la revisione ed aggiornamento dei siti è la seguente:

- DGR n. 1475 del 7/12/2007 e successive modifiche (D.G.R. 733 del 26/05/2008; D.G.R. 2106 del 14/12/2009; D.G.R. 1178 del 26/07/2010);
- D.G.R. n. 1421 del 04/10/2010. Revisione dei siti della rete Natura 2000 delle Marche. Aggiornamento della delimitazione dei siti ricadenti in provincia di Ancona.

Nel tratto di mare interessato dalle attività in progetto non sono presenti Siti della Rete Natura 2000.

Inoltre, poiché l'area di intervento è ubicata a circa 45 km (24,3 miglia marine) dalla costa, non è neanche interessata dalla fascia delle 12 miglia generata dalla presenza dei seguenti Siti sulla costa marchigiana (cfr. **Allegato 2.2**):

- SIC IT5320005 - Costa tra Ancona e Portonovo;
- SIC IT5320006 - Portonovo e Falesia calcarea a mare;
- SIC IT5320007 - Monte Conero;
- ZPS IT5320015 - Monte Conero;

A seguire, per completezza di informazioni, vengono brevemente descritti i Siti della Rete Natura 2000 presenti nel tratto di costa di interesse:

- **SIC IT5320005 - Costa tra Ancona e Portonovo** (cfr. **Figura 2-32**). La zona compresa tra il porto di Ancona e il Passetto è un tratto roccioso irregolare con alcuni scogli emergenti e altri completamente sommersi (Rigoni), dove generalmente si concentrano diverse specie di pesci e dove si possono trovare mitili, anemoni, piccoli granchi e persino qualche astice. Sempre in questa area è presente la Grotta Azzurra che è una piccola cavità semisommersa. Il tratto di mare che si snoda dalla zona del Passetto fino alla località di Portonovo è caratterizzato da un substrato marnoso – arenaceo di moderata elevazione e comprende anche la spiaggia di Mezzavalle. Il punto di maggiore rilevanza è lo scoglio del Trave, un molo naturale che si protende perpendicolarmente alla costa per circa 1 km ed emerge per buona parte della sua lunghezza. Questo SIC ospita una grande varietà di invertebrati marini, tra i quali spugne, idroidi, attinie e mitili e molte specie di crostacei. Inoltre, il Trave è anche un'importante areale di riproduzione di specie vagili, come ad esempio le seppie (Fonte: Schede Formulati Rete Natura 2000 – M.A.T.T).



Figura 2-32: cartografia del SIC IT5320005 Costa tra Ancona e Portonovo (Fonte: Portale del Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare)

- **SIC IT5320006 - Portonovo e Falesia calcarea a mare** (cfr. **Figura 2-33**). La zona che si estende per un'area di 168 ha dal versante meridionale di Portonovo fino a Numana è caratterizzata da una scoscesa falesia calcarea alta fino a 570 m. In questo habitat, lo scoglio della Vela e quello delle Due Sorelle sono le due strutture di maggiore rilievo naturalistico e paesaggistico. La scogliera è interrotta solamente da brevi tratti sabbiosi o ciottolosi come la spiaggia dei Sassi Neri di Sirolo e da due laghi salmastri retrodunali situati in prossimità di Portonovo. Oltre al dattero bianco (*Pholas dactylus*), nell'area è molto comune *Sabellaria alveolata* (Anellidi, Policheti), un piccolo polichete tubicolo gregario che forma imponenti biocostruzioni su fondali rocciosi misti a sabbia. Tali strutture, formate da tubi di granelli di sabbia, sono considerati oasi di biodiversità poiché ospitano una ricchissima varietà di microinvertebrati. Al largo delle coste di Numana vi è il relitto "Nicole" a 14 m di profondità che rappresenta una vera e propria isola di biodiversità, ricca di macroinvertebrati e che offre rifugio ad una grande varietà di pesci. Le comunità presenti sul relitto sono differenti da quelle osservate lungo il litorale (Fonte: Schede Formulati Rete Natura 2000 – M.A.T.T).

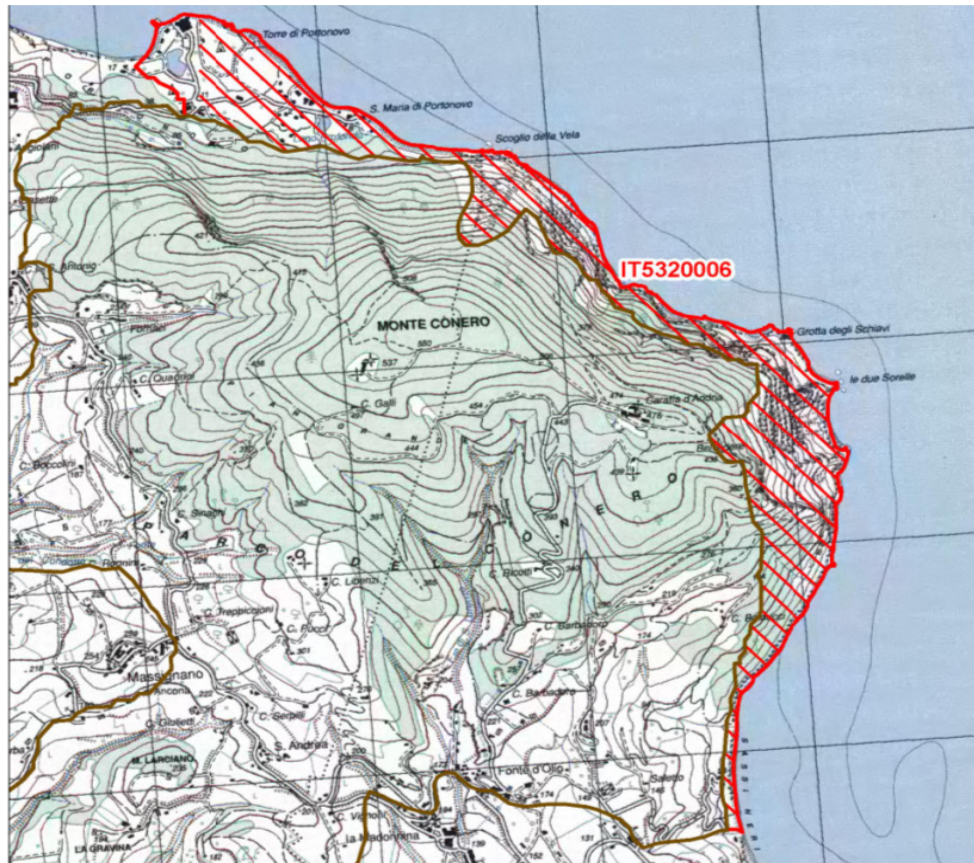


Figura 2-33: cartografia del SIC IT5320006 Portonovo e Falesia calcarea a mare (Fonte: Portale del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare)

- **SIC IT5320007 - Monte Conero** (cfr. Figura 2-34). Tale sito si estende per un'area di 1140 ha ed è una emergenza calcarea di 582 m direttamente situata sul mare. Ricca di boschi misti di caducifoglie e sclerofille sempreverdi, mesofili, nel versante settentrionale, dell'associazione *Cephalanthero-Quercetum ilicis*. Nel versante meridionale prevalgono invece i boschi termofili, di sempreverdi, dell'associazione *Orno-Quercetum ilicis*. Il versante occidentale è invece occupato da una pineta di impianto a prevalenza di *Pinus halepensis*, realizzata negli anni '30, che merita di essere recuperata. Specie di elevato interesse biogeografico. Il sito risulta di fondamentale importanza per la migrazione dei rapaci (*Falco pecchiaiolo*, *Falco pescatore*, *Falco di palude*, *Aquila anatraia*) e per lo svernamento dei Cormorani (Fonte: Schede Formulati Rete Natura 2000 – M.A.T.T).



Figura 2-35: cartografia del ZPS IT5320015 - Monte Conero (Fonte: Portale del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare)

2.7.5 Zone marine e costiere interessate da "Important Bird Area" (IBA)

La conservazione della biodiversità in generale e dell'avifauna in particolare è una missione estremamente ardua: a livello mondiale, quasi il 12% delle specie di uccelli è minacciato di estinzione e buona parte delle altre sono in declino. La minaccia principale è costituita dalla perdita di habitat, a sua volta dovuta a molteplici fattori quali ad esempio la deforestazione, la trasformazione di habitat naturali in terreni agricoli o la transizione da agricoltura tradizionale ad agricoltura intensiva, la bonifica di zone umide, l'urbanizzazione e lo sviluppo delle infrastrutture. Con questa logica nasce il concetto di Important Bird Area (IBA), aree importanti per gli uccelli, messo a punto da BirdLife International (una rete che raggruppa numerose associazioni ambientaliste dedicate alla conservazione degli uccelli in tutto il mondo). Le IBA sono luoghi che sono stati identificati in tutto il mondo, sulla base di criteri omogenei, dalle varie associazioni che fanno parte di BirdLife International. Molti paesi sono ormai dotati di un inventario dei siti prioritari per l'avifauna (IBA). In Italia il progetto IBA è curato dalla LIPU, Lega Italiana Protezione Uccelli. Una zona viene individuata come IBA se ospita percentuali significative di popolazioni di specie rare o minacciate oppure se ospita eccezionali concentrazioni di uccelli di altre specie.



Nel tratto di mare interessato dalle attività in progetto, non sono presenti siti IBA.

Nel tratto di costa marchigiana prospiciente l'area di interesse, è invece presente l'**IBA 085 Monte Conero** che si estende per una superficie di 5924 ha ed include il promontorio calcareo del Conero a Sud-Est della città di Ancona che degrada in un sistema di colline verso l'interno. Il Parco Regionale del Conero coincide con l'IBA. L'area è uno dei più importanti colli di bottiglia d'Italia per i rapaci migratori (Fonte: LIPU, BirdLife Sviluppo di un sistema nazionale delle ZPS sulla base della rete delle IBA (Important Bird Areas)).



Figura 2-36: individuazione dell'IBA 085 - Monte Conero (Fonte: Portale cartografico nazionale. Elaborazione AECOM)

Come già precisato, in virtù della distanza dalla costa, non si prevedono interferenze delle attività in progetto con la fascia di 12 miglia marine generata da questo vincolo come evidente anche dall'Allegato 2.1.

2.7.6 Aree tutelate ai sensi del D.Lgs 42/2004 e s.m.i.

In alcuni tratti della costa marchigiana considerata sono presenti aree identificate come vincolo paesaggistico e aree di notevole interesse pubblico tutelate ai sensi del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i. (Fonte: Portale Sitap del Ministero dei Beni e delle Attività Culturali).

Ai sensi dell'art. 136 del D.Lgs 42/2004 sono ritenuti di notevole interesse pubblico:

- a) le cose immobili che hanno cospicui caratteri di bellezza naturale o di singolarità geologica;

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Doc. SICS 197 Studio di Impatto Ambientale Progetto “Clara NW”	Capitolo 2 Pag. 65 di 68
--	---	-----------------------------

- b) le ville, i giardini e i parchi, non tutelati dalle disposizioni della Parte seconda del D.Lgs. 42/2004, che si distinguono per la loro non comune bellezza;
- c) il complesso di cose immobili che compongono un caratteristico aspetto avente valore estetico e tradizionale;
- d) le bellezze panoramiche considerate come quadri e così pure quei punti di vista o di belvedere, accessibili al pubblico, dai quali si goda lo spettacolo di quelle bellezze.

In particolare nel tratto di costa prospiciente il tratto di mare interessato dal progetto “Clara NW” sono presenti numerose aree ritenute di notevole interesse pubblico, ma solo due hanno perimetrazione coincidente con la linea di costa e contribuiscono all’individuazione della fascia di tutela delle 12 miglia marine:

- 1) **promontorio del Monte Conero nei Comuni di Ancona, Sirolo, Numana e Camerano** (cod. vinc. 110314: vincolo di immodificabilità che comprende, inglobandoli, vincoli precedenti);
- 2) **Valle del Fiume Esino nei Comuni di Falconara Marittima - Serra S. Quirico** (cod. vinc. 110316: vincolo di immodificabilità che comprende, inglobandoli, vincoli precedenti).

Inoltre parte della costa anconetana è sottoposta a vincolo paesaggistico ai sensi dell’art. 142 del D.Lgs 42/2004, comma f) per la presenza di parchi e riserve naturali regionali (cfr. paragrafo **2.7.1.2**):

- **Parco Naturale Regionale del Conero** (EUAP0203 - Istituito con L.R. 21 del 23 Aprile 1987);
- **Parco Naturale Regionale di Monte San Bartolo** (EUAP0970 - Istituito con L.R. 15 del 28 Aprile 1994), quest’ultimo posto tuttavia molto più a Nord dell’area di studio;
- **Riserva Naturale Regionale Sentina** (Istituita con Dec. Reg. 156 del 14 Dicembre 2004) posta in un tratto di costa molto più a Sud dell’area di studio al confine con la Regione Abruzzo.

Come già specificato sopra, tali vincoli sono presenti unicamente sulla costa pertanto, in virtù della distanza delle attività in progetto dalla stessa (circa 24.3 miglia) non si prevede interferenza con la fascia di tutela delle 12 miglia marine generata da tale vincolo.

In **Allegato 2.3** si riporta la cartografia dei vincoli paesaggistici ed ambientali presenti nel tratto di costa di interesse.

2.7.6.1 Zone archeologiche marine (ex Legge 1089/39, D.Lgs 42/2004 e s.m.i.)

La legge 1089/1939, disciplinando i beni del patrimonio culturale, viene oggi considerata, in virtù delle successive integrazioni, una legge quadro del settore. *Sono soggette a questa Legge le cose mobili e immobili che presentano interesse artistico, archeologico ed etnografico.*

Dalle informazioni reperite presso la Sovrintendenza dei Beni Archeologici della Regione Marche è emerso che nel tratto di mare prospiciente la costa marchigiana non sono presenti zone archeologiche marine tutelate ai sensi della ex L. 1089/39 e s.m.i.


Si segnala altresì che con comunicazione del 16/04/2011, Prot. MCAC-SBA-MAR, Uff. Prot. 003508 CI34 07 28/86, la Sovrintendenza dei Beni Archeologici della Regione Marche ha comunicato la presenza di **rinvenimenti archeologici** nel Mare Adriatico e precisamente nell’area antistante le Province di Pesaro e Ancona.

In particolare, nel traverso tra Cattolica e Ancona sono numerosi i rinvenimenti di anfore indicativi di presenza di relitti soprattutto di età romana. Tali rinvenimenti sembrano concentrarsi in alcune aree, evidenziate nella **Figura 2-37** e comunque in una fascia che si estende da 15 a 35 miglia marine dalla costa. Secondo quanto segnalato dalla Sovrintendenza, di parte di essi sono note le coordinate geografiche che, tuttavia, sono da considerarsi indicative in quanto trattasi solo di segnalazioni di pescatori. Per tale motivo la



Sovrintendenza non ha ancora potuto effettuare verifiche dirette. Tali aree non costituiscono, pertanto, ad oggi un vincolo e sono, inoltre, poste ad una distanza di circa 4,5 km dal perimetro della concessione B.C13.AS (cfr. **Figura 2-37**).

LEGENDA:

	ZONE DI RINVENIMENTI REPERTI ARCHEOLOGICI A LARGO DI ANCONA fonte: MINISTERO PER I BENI E LE ATTIVITA' CULTURALI
	CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE B.C 13 AS Sup. 395,52mq fonte: UNMIG

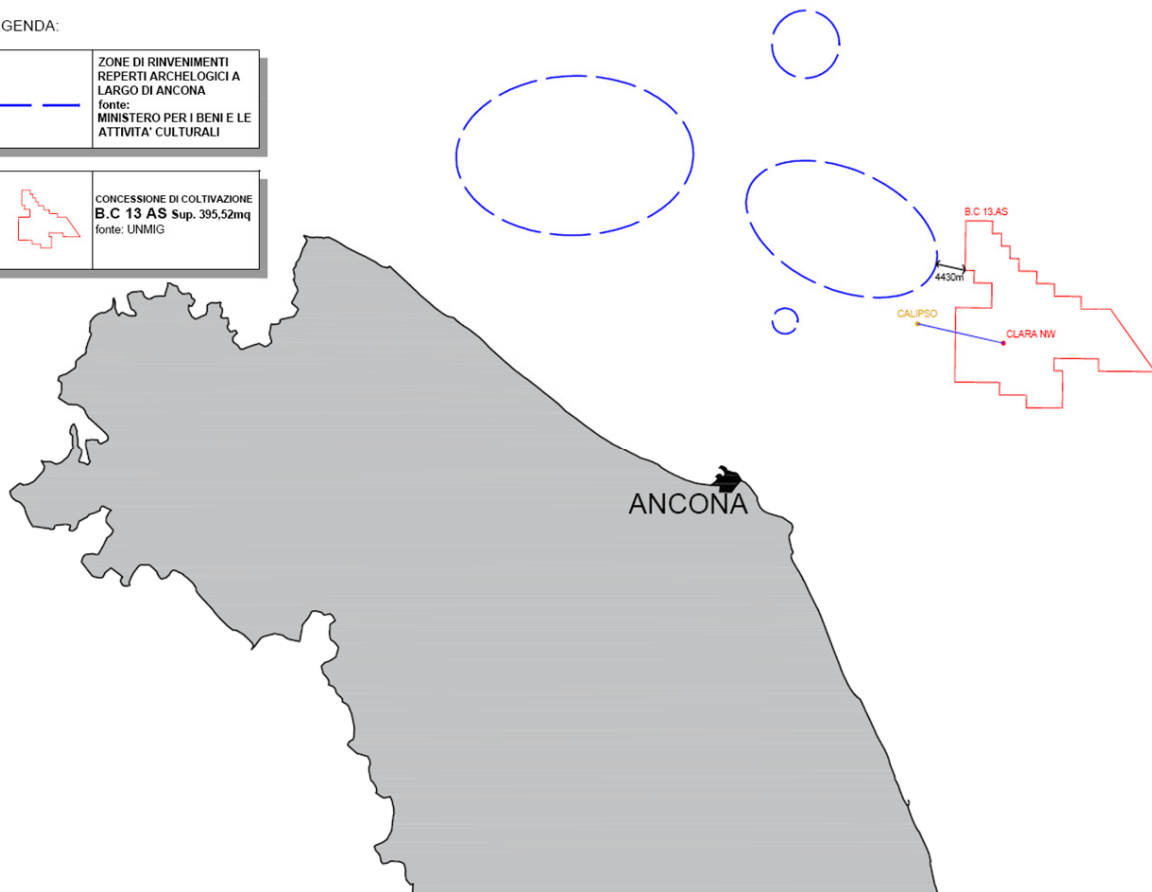


Figura 2-37: ubicazione dei rinvenimenti di reperti archeologici (Fonte: Ministero per i Beni e le Attività Culturali - Sovrintendenza Beni Archeologici della Regione Marche)

2.7.7 Aree vincolate in base a specifiche Ordinanze emesse dalle Capitanerie di Porto competenti

Da informazioni acquisite dalla Capitaneria di Porto di Ancona risulta che non sono presenti specifiche Ordinanze relative alla presenza di aree vincolate.

2.8 VERIFICA DELLA COERENZA CON GLI STRUMENTI NORMATIVI VIGENTI

Come già anticipato nella Premessa, il progetto "Clara NW", presentato dalla società eni divisione exploration & production prevede lo sviluppo del giacimento Clara (mineralizzato a gas metano al 99,5%), ubicato al largo di Ancona (AN), a circa 45 km (circa 24,3 miglia nautiche) dalla costa marchigiana.

Dall'analisi della legislazione vigente, si evince che il progetto risulta pienamente coerente con i contenuti della normativa analizzata, in particolare:

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Doc. SICS 197 Studio di Impatto Ambientale Progetto "Clara NW"	Capitolo 2 Pag. 67 di 68
--	---	-----------------------------

- 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, grazie allo sfruttamento del giacimento a gas "Clara";
- 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;
- con le principali disposizioni normative da applicare durante le varie fasi del progetto stesso;
- con i vincoli di cui all'art. 6, comma 17 della Parte Seconda del D.Lgs 152/2006 come modificato dal D.Lgs. 128/2010 in quanto la concessione Clara è posta a distanza maggiore di 12 miglia marine dalle aree naturali protette, a qualsiasi titolo, presenti a mare e nel tratto di costa interessato.

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, considerando tutti i comparti ambientali interessati.

2.9 LA POLITICA HSE DI ENI S.P.A. - DIVISIONE E&P

Eni s.p.a.– divisione e&p (Unità operante in Italia) è dotata, per la gestione degli aspetti ambientali e di Salute e Sicurezza sul luogo di lavoro, di un Sistema di Gestione Integrato (SGI) che assicura che tutte le attività siano svolte secondo principi di salvaguardia dell'ambiente e della salute e 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 e OHSAS 18001

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

Il Distretto Centro Settentrionale (in forma abbreviata DICS) 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 14001:2004. 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.

In forma schematica, la struttura documentale del SGI del DICS può essere così rappresentato (cfr. **Figura 2-38**).

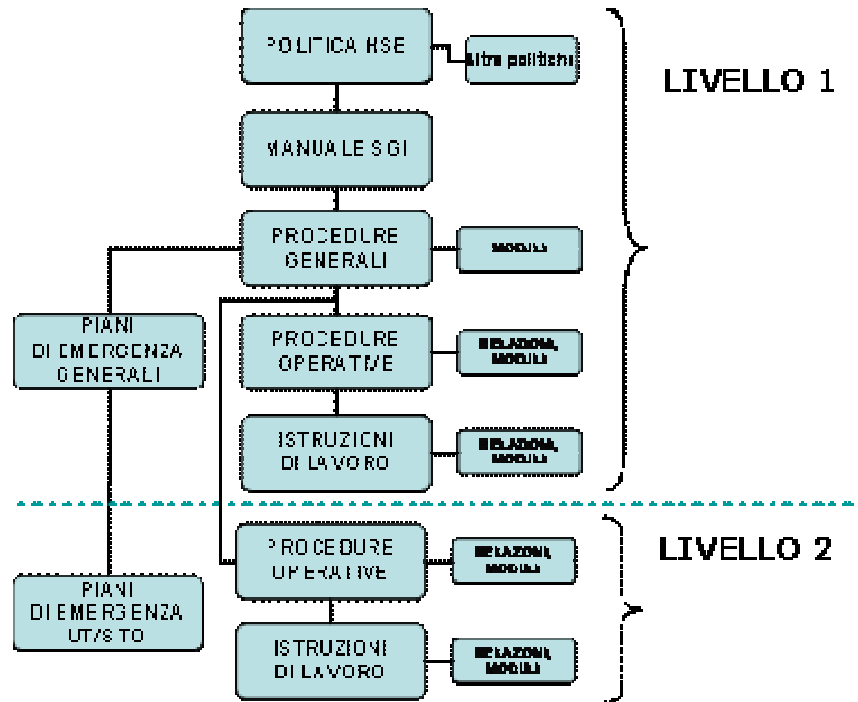


Figura 2-38: struttura documentale del SGI di DICS

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

2.9.2 Certificazioni ISO 14001 e OHSAS 18001

Le Certificazioni Ambientale, ai sensi della norma ISO 14001, e di Salute e Sicurezza sul luogo di lavoro, ai sensi della norma OHSAS 18001, ottenute dal Distretto Centro Settentrionale, attestano come DICS sia in possesso di un Sistema di Gestione Integrato che rispetta i requisiti ambientali e di salute e sicurezza sul luogo di lavoro dettati dalle norme ISO 14001:2004 e OHSAS 18001:2007.

In **Appendice 2** sono riportati i certificati, rilasciati dall'ente di certificazione R.I.N.A., che sottopone l'Organizzazione a verifiche semestrali.