

 Eni S.p.A. Divisione E&P	Doc. SAOP n. 69 PROGETTO BONACCIA EST STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE	Cap. 1 Pag. 1
---	--	------------------

INDICE

1	QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO.....	2
1.1	SETTORE ENERGETICO ITALIANO.....	4
1.2	NORMATIVA NAZIONALE DI SETTORE	6
1.2.1	Piano Energetico Nazionale.....	6
1.2.2	Conferenza Nazionale per Energia e l'Ambiente	9
1.2.3	Carbon Tax	10
1.2.4	Liberalizzazione Mercato del Gas (D.Lgs. 23 Maggio 2000, No. 164)	10
1.2.5	Delega al Governo in materia di infrastrutture ed insediamenti produttivi strategici.....	12
1.2.6	Legge 23 Agosto 2004, No. 239 (Legge Marzano)	12
1.2.7	Legge Comunitaria 2004 (Legge 18 Aprile 2005, No. 62).....	16
1.3	LOCALIZZAZIONE E OBIETTIVI DEL PROGETTO RPOPOSTO	17
1.4	SCELTE PROGETTUALI PER L'ANNULLAMENTO O LA MITIGAZIONE DEGLI IMPATTI	19
1.5	LA POLITICA AMBIENTALE DI ENI S.P.A. - DIVISIONE E&P	22
1.5.1	Sistema di Gestione Integrato HSE (Salute, Sicurezza, Ambiente e Incolumità Pubblica).....	22
1.5.2	Certificazione ISO 14001	25

 <p>Eni S.p.A. Divisione E&P</p>	<p>Doc. SAOP n. 69 PROGETTO BONACCIA EST STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</p>	<p>Cap. 1 Pag. 2</p>
---	---	--------------------------

1 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO

Il presente capitolo costituisce il Quadro di Riferimento Programmatico dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) del progetto Bonaccia Est, relativo alla messa in produzione di un giacimento off-shore a gas, ubicato nell'Adriatico centro-settentrionale a circa 57 km da costa marchigiana, tramite due teste pozzo sottomarine che verranno collegate all'esistente piattaforma Bonaccia.

Nel dettaglio il progetto prevede che il gas prodotto dal campo, tramite le due teste pozzo sottomarine, sarà trasportato mediante una flowline rigida da 6" lunga circa 6,5km, sulla piattaforma Bonaccia per essere trattato e separato dall'acqua di formazione e successivamente sarà immesso nel *sealine* da 24" esistente (lungo circa 75 Km) di collegamento con la piattaforma Barbara C dove, una volta compresso, sarà inviato alla centrale gas di Falconara..

La normativa di riferimento relativa alla Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) è inclusa nella Parte II (Titolo III) della del D.Lgs 152/2006 (Testo Unico Ambientale). Con la legge n. 228 del 12 luglio 2006 è stato convertito in legge il D.L. 173/2006, che proroga l'entrata in vigore della Parte II del D.Lgs 152/2006 (norme relative a VAS, VIA e IPCC), fissata per il 12 agosto 2006, al 31 gennaio 2007.

Il 28 dicembre 2006 il D.L. 300/2006 (cd. "D.L. Milleproroghe", convertito nella legge 17/2007) ha disposto lo slittamento al 31 luglio 2007 dell'entrata in vigore della disciplina "VIA" prevista dal Dlgs 152/2006.

Prima di tale data le domande e le procedure per la compatibilità dei progetti proposti rimangono invariate rispetto alla legislazione precedente l'emanazione del sopra citato D.Lgs 152/2006.

Nel seguito vengono riassunti i principali punti relativi all'iter del D.Lgs. 152/2006:

- E' stato redatto uno schema di decreto legislativo concernente "Ulteriori modifiche al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale".
- Il 27 giugno 2007, le Commissioni Ambiente di Camera e Senato hanno espresso parere favorevole, con condizioni e raccomandazioni, sulla bozza di D.Lgs recante "ulteriori modifiche al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale".
- Nel luglio 2007, è stato emesso lo schema di decreto legislativo correttivo della parte prima e seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale.
- Il Consiglio dei Ministri ha approvato, in prima lettura, il decreto legislativo recante modifiche alle Parti Prima (disposizioni generali) e Seconda (Via e Vas) del Dlgs 152/2006 (cd. "terzo correttivo") il 27 luglio 2007.

 Eni S.p.A. Divisione E&P	Doc. SAOP n. 69 PROGETTO BONACCIA EST STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE	Cap. 1 Pag. 3
--	--	------------------

Il Quadro di Riferimento Programmatico, è stato sviluppato ai sensi dell'Allegato IVB del DPR 526 del 18 aprile 1994, che disciplina la VIA relativa alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi.

Lo scopo del presente capitolo è quello di fornire indicazioni sulle motivazioni dell'opera e sulle possibili interazioni tra l'intervento proposto e gli obiettivi degli strumenti normativi e di pianificazione vigenti evidenziando, inoltre, eventuali rapporti di coerenza tra il progetto stesso e l'attuale situazione energetica italiana.

In particolare, il presente capitolo è così strutturato:

- Paragrafo 1.1: Settore Energetico Italiano;
- Paragrafo 1.2: Normativa Nazionale di Settore;
- Paragrafo 1.3: Localizzazione ed obiettivi del progetto proposto;
- Paragrafo 1.4: Scelte progettuali per l'annullamento o la mitigazione degli impatti;
- Paragrafo 1.5: Politica Ambientale di Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production;

 <p>Eni S.p.A. Divisione E&P</p>	<p>Doc. SAOP n. 69 PROGETTO BONACCIA EST STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</p>	<p>Cap. 1 Pag. 4</p>
---	---	--------------------------

1.1 SETTORE ENERGETICO ITALIANO

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

 Eni S.p.A. Divisione E&P	Doc. SAOP n. 69 PROGETTO BONACCIA EST STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE	Cap. 1 Pag. 5
--	--	------------------

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

In tale quadro, nel quale viene inevitabilmente accentuandosi l'importanza dell'apporto ottenibile dalla produzione nazionale di gas, trova coerente collocazione il progetto relativo alla realizzazione delle due teste pozzo sottomarine (Bonaccia Est 2 e Bonaccia Est 3) dell'area Bonaccia Est e della nuova condotta di trasporto del gas tra le teste pozzo stesse e la piattaforma Bonaccia.

 <p>Eni S.p.A. Divisione E&P</p>	<p>Doc. SAOP n. 69 PROGETTO BONACCIA EST STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</p>	<p>Cap. 1 Pag. 6</p>
---	---	--------------------------

1.2 NORMATIVA NAZIONALE DI SETTORE

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

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

1.2.1 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:

 <p>Eni S.p.A. Divisione E&P</p>	<p>Doc. SAOP n. 69 PROGETTO BONACCIA EST STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</p>	<p>Cap. 1 Pag. 7</p>
---	---	--------------------------

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

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

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

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

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

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

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

 Eni S.p.A. Divisione E&P	Doc. SAOP n. 69 PROGETTO BONACCIA EST STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE	Cap. 1 Pag. 8
---	--	------------------

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

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

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

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

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

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

In base all'art. 4, come modificato dall'art. 26, Legge 31 Luglio 2002, No. 179 (Disposizioni in materia ambientale), la prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi risulta vietata solo nelle acque del Golfo di Napoli, del Golfo di Salerno e delle Isole Egadi, fatti salvi i permessi, le autorizzazioni e le concessioni in atto, nonché nelle acque del Golfo di

 <p>Eni S.p.A. Divisione E&P</p>	<p>Doc. SAOP n. 69 PROGETTO BONACCIA EST STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</p>	<p>Cap. 1 Pag. 9</p>
---	---	--------------------------

Venezia, nel tratto di mare compreso tra il parallelo passante per la foce del fiume Tagliamento e il parallelo passante per la foce del ramo di Goro del fiume Po.

1.2.2 Conferenza Nazionale per Energia e l'Ambiente

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

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

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

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

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

 <p>Eni S.p.A. Divisione E&P</p>	<p>Doc. SAOP n. 69 PROGETTO BONACCIA EST STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</p>	<p>Cap. 1 Pag. 10</p>
---	---	---------------------------

1.2.3 Carbon Tax

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

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

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

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

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

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

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

- approvvigionamento (Titolo II, dall'art. 3 all'art. 7);
- trasporto e dispacciamento (Titolo III, dall'art. 8 all'art. 10);
- stoccaggio (Titolo IV, dall' art. 11 all' art. 13);
- distribuzione e vendita (Titolo V, dall'art. 14 all'art. 18);
- norme per la tutela e lo sviluppo della concorrenza (Titolo VI, dall'art. 19 all'art. 21);
- accesso al sistema (Titolo VII, dall'art. 22 all'art. 27);
- organizzazione del settore (Titolo VIII, dall'art. 28 all'art. 32);
- condizioni di reciprocità (Titolo IX, dall'art. 33 all'art. 35).

 Eni S.p.A. Divisione E&P	Doc. SAOP n. 69 PROGETTO BONACCIA EST STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE	Cap. 1 Pag. 11
---	--	-------------------

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

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

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

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

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

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

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

 Eni S.p.A. Divisione E&P	Doc. SAOP n. 69 PROGETTO BONACCIA EST STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE	Cap. 1 Pag. 12
---	--	-------------------

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

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

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

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

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

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

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

Dopo la redazione del Piano Energetico Nazionale e la Conferenza Nazionale per l’Energia e l’Ambiente, la Legge 23 Agosto 2004, No. 239 *“Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia”*

 <p>Eni S.p.A. Divisione E&P</p>	<p>Doc. SAOP n. 69 PROGETTO BONACCIA EST STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</p>	<p>Cap. 1 Pag. 13</p>
---	---	---------------------------

ha fornito un ulteriore impulso alla definizione della politica energetica italiana avviando un complessivo rinnovo della gestione del settore dell'energia.

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

In particolare, le principali linee di intervento previste sono:

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

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

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

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

- *comma 2: Le attività del settore energetico sono così disciplinate:*
 - *lettera c)* le attività di distribuzione di energia elettrica e gas naturale a rete, di esplorazione, coltivazione, stoccaggio

 <p>Eni S.p.A. Divisione E&P</p>	<p>Doc. SAOP n. 69 PROGETTO BONACCIA EST STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</p>	<p>Cap. 1 Pag. 14</p>
---	---	---------------------------

sotterraneo di idrocarburi, nonché di trasmissione e dispacciamento di energia elettrica sono attribuite in concessione secondo le disposizioni di legge,

- *comma 7*: Sono esercitati dallo Stato, anche avvalendosi dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, i seguenti compiti e funzioni amministrativi:
 - **lettera l) l'utilizzazione del pubblico demanio marittimo e di zone del mare territoriale per finalità di approvvigionamento di fonti di energia,**
 - *lettera n)* le determinazioni inerenti la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, ivi comprese le funzioni di polizia mineraria, sono adottate, per la terraferma, di intesa con le regioni interessate;
- *comma 62)* Il Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministero dell'Interno, con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e con il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, promuove, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica, uno o più accordi di programma con gli operatori interessati, gli istituti di ricerca e le regioni interessate, per l'utilizzo degli idrocarburi liquidi derivati dal metano;
- ***comma 77)*** il permesso di ricerca e la concessione di coltivazione degli idrocarburi in terraferma costituiscono titolo per la costruzione degli impianti e delle opere necessari, degli interventi di modifica, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili all'esercizio, che sono dichiarati di pubblica utilità. Essi sostituiscono, ad ogni effetto, autorizzazioni, permessi, concessioni ed atti di assenso comunque denominati, previsti dalle norme vigenti, fatto salvo quanto disposto dal Decreto Legislativo 25 Novembre 1996, No. 624;
- ***comma 78)*** il permesso e la concessione di cui al comma 77 sono rilasciati a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano le amministrazioni statali, regionali e locali interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità di cui alla legge 7 Agosto 1990, No. 241;
- ***comma 79)*** la procedura di valutazione di impatto ambientale, ove richiesta dalle norme vigenti, **si conclude entro il termine di tre mesi per le attività in terraferma ed entro il termine di quattro mesi per le attività in mare e costituisce parte integrante e condizione necessaria del procedimento autorizzativo. Decorso tale termine, l'amministrazione competente in materia di valutazione di impatto ambientale si esprime nell'ambito della conferenza di servizi convocata ai sensi della Legge 7 Agosto 1990, No. 241;**
- ***comma 81)*** nel caso di concessioni di coltivazione, l'istruttoria si conclude entro il termine di sei mesi dalla data di presentazione dello studio di impatto ambientale alle amministrazioni competenti;
- ***comma 82)*** gli atti di cui al comma 77 indicano le prescrizioni e gli obblighi di informativa posti a carico del richiedente per garantire la tutela ambientale e dei beni

 <p>Eni S.p.A. Divisione E&P</p>	<p>Doc. SAOP n. 69 PROGETTO BONACCIA EST STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</p>	<p>Cap. 1 Pag. 15</p>
---	---	---------------------------

culturali. Qualora le opere di cui al comma 77 comportino variazioni degli strumenti urbanistici, il rilascio del permesso o della concessione di cui al medesimo comma 77 ha effetto di variante urbanistica;

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

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

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

 Eni S.p.A. Divisione E&P	Doc. SAOP n. 69 PROGETTO BONACCIA EST STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE	Cap. 1 Pag. 16
---	--	-------------------

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

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

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

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

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

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

 Eni S.p.A. Divisione E&P	Doc. SAOP n. 69 PROGETTO BONACCIA EST STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE	Cap. 1 Pag. 17
---	--	-------------------

1.3 LOCALIZZAZIONE E OBIETTIVI DEL PROGETTO RPOPOSTO

La messa in produzione del campo di Bonaccia Est ha lo scopo di permettere lo sfruttamento del giacimento Bonaccia.

Il giacimento di Bonaccia è ubicato nell'*off-shore* adriatico a 57 km dalla costa al largo della città di Ancona e a 180 km dalla base operativa di Ravenna su un fondale di 82-87 metri.

Esso è compreso nella concessione B.C17.TO, ed è costituito da una culminazione principale nell'area NO, e da una culminazione secondaria più a Est scoperta nel 2002 da ENI, denominata **Bonaccia Est**.

Lo sviluppo del campo Bonaccia è stato iniziato da AGIP tra il dicembre del 1997 ed aprile 1998 con la perforazione dalla omonima piattaforma di sette pozzi.

Il giacimento è entrato in produzione nel febbraio del 1999.

Tra fine febbraio e inizio marzo del 2002 è stato perforato il pozzo esplorativo **Bonaccia Est 1** per verificare la mineralizzazione nell'area denominata Bonaccia Est. Il pozzo ha incontrato i livelli principali del campo ancora mineralizzati a gas.

Il sistema di produzione sottomarino considerato prevede due croci sottomarine (Bonaccia Est 2 e Bonaccia Est 3) configurate in *daisy-chain*. Tale configurazione consiste nel collegare i singoli pozzi fra loro in serie per mezzo di un sistema di flowline (vedi Cap. 2).

	Longitude	Latitude	UTM coordinates	
Bonaccia Est 2	14° 26' 17,144"	43° 34' 43,859"	2474630,24 m E	4825339,44 m N
Bonaccia Est 3	14° 26' 13,578"	43° 34' 42,563"	2474550,00 m E	4825300,00 m N
Bonaccia ptfm	14°21'.35.143"	43°35'.30.724"	2468316.5 m E	4826831 m N

Il gas prodotto dal campo sarà trasportato, mediante una flowline rigida sottomarina da 6" lunga 6370 m, sulla piattaforma Bonaccia per essere trattato e separato dall'acqua di formazione, e successivamente sarà immesso nel *sealine* da 24" esistente di collegamento con la piattaforma Barbara C di circa 75 Km dove, una volta compresso, sarà inviato alla centrale gas di Falconara. I risultati dello studio di flow assurance del sistema di trasporto del gas, hanno portato a definire come diametro ottimale della condotta sottomarina il valore di 6".

Per quanto riguarda la sorte delle acque di strato separate dal gas sulla piattaforma Bonaccia sono possibili tre alternative la scelta tra le quali dipenderà dalla produzione effettiva di acqua durante la produzione.

1) l'acqua viene trattata in piattaforma e scaricata a mare

2) l'acqua viene trattata in piattaforma e raccolta in un serbatoio per essere portata a terra da un supply

3) l'acqua viene inviata a Barbara C tramite il sealine da 3"

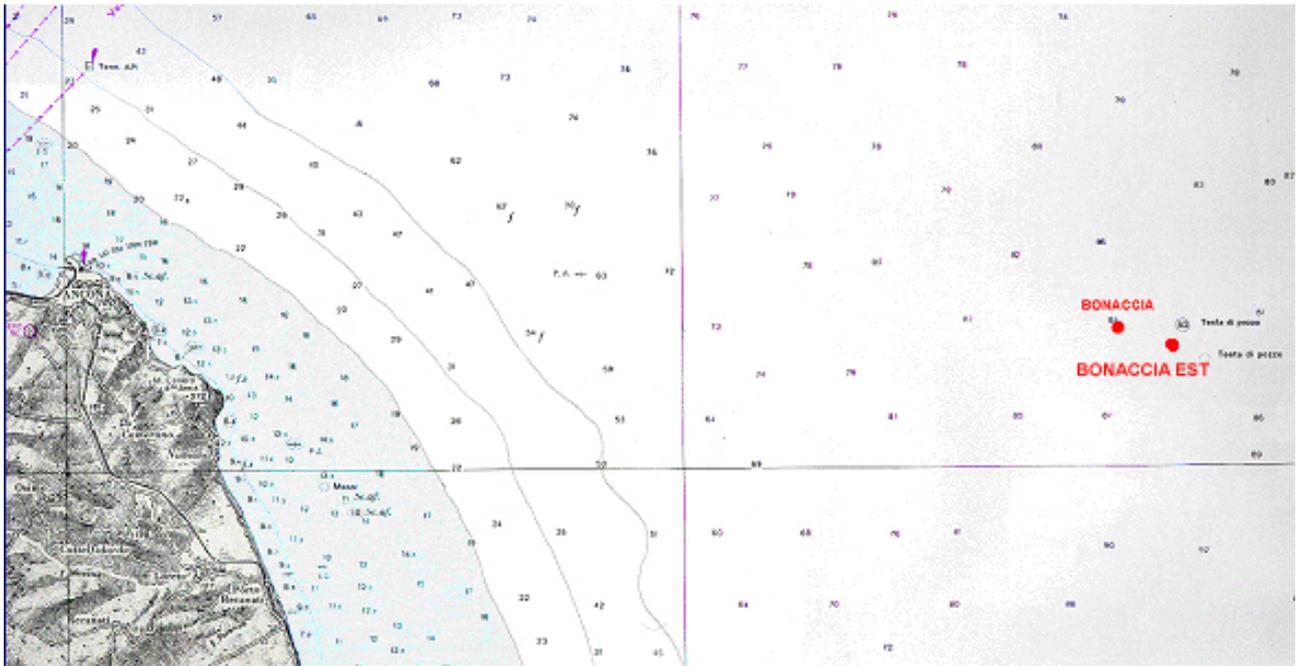


Fig 1.2/1 Localizzazione del progetto proposto

 <p>Eni S.p.A. Divisione E&P</p>	<p>Doc. SAOP n. 69 PROGETTO BONACCIA EST STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</p>	<p>Cap. 1 Pag. 19</p>
---	---	---------------------------

1.4 SCELTE PROGETTUALI PER L'ANNULLAMENTO O LA MITIGAZIONE DEGLI IMPATTI

Nelle aree circostanti la piattaforma e il tracciato della condotta Piattaforma Bonaccia - Bonaccia Est sono presenti delle depressioni sub-circolari caratterizzate dalla presenza, nella loro zona centrale, in concomitanza delle risalite gassose, di concrezioni biogeniche le quali costituiscono aree di substrato duro di differente spessore ed estensione.

Tali formazioni organogene-detritiche hanno una origine biologica e derivano dal ripetuto insediamento di organismi incrostanti che hanno costruito stratificazioni successive sempre più massicce, cementando in questa matrice strutture di altri organismi e detrito fino a formare grandi masse solide permanenti.

Queste formazioni rivestono un ruolo ecologico importante in particolare in aree come quella dell'Adriatico centro-settentrionale, caratterizzate da fondali incoerenti subpianeggianti, con popolamenti bentonici omogenei e monotoni; la presenza di isole di substrati duri nella grande distesa di fondali fangoso-sabbioso crea una forte discontinuità ecologica cosicché in corrispondenza di queste aree si instaurano popolamenti estremamente diversi da quelli delle zone circostanti, tipici di fondi molli.

Tali formazioni sono caratterizzate da una forte eterogeneità morfologica che crea diversi habitat e microhabitat, i quali assieme alla presenza di substrato solido che consente l'insediamento di forme sessili di organismi, non presenti nelle zone circostanti, determinano condizioni di alti livelli di diversità specifica e grande ricchezza ecologica.

La biomassa di questi popolamenti è notevolmente elevata e la presenza di anfrattuosità a basso idrodinamismo, unita alla disponibilità di substrato solido, determina condizioni favorevoli alla riproduzione di molte specie tra cui molte specie ittiche pregiate legate ai fondi duri.

Le biocenosi di queste formazioni organogene risultano molto fragili e molto sensibili nei confronti della quantità di particellato fine in sospensione, e potrebbero risentire negativamente di eventuali movimentazioni dei circostanti fondali.

La rotta originariamente prevista per il futuro sealine 6" attraversava un'area sub-circolare di concrezioni (circa: 2255m²) da 2471867E, 4826042N a 2471897E, 4826035N per una lunghezza totale di circa 31 m; i rilievi effettuati nell'area hanno permesso di ridisegnare il tracciato e adottare una rotta che permette di evitare il disturbo delle aree concrezionate individuate.

Il nuovo tracciato della condotta, più lungo rispetto al vecchio, eviterà il coinvolgimento nelle operazioni di posa della condotta di queste delicate aree la cui integrità deve essere salvaguardata anche alla luce della minore sensibilità agli impatti dei fondali incoerenti che la circondano.

La scelta, poi, di impiegare teste pozzo sottomarine opportunamente protette da urti di ancore e attrezzi da pesca, apporta i seguenti vantaggi ambientali:

- Nessun impatto visivo in superficie;

 Eni S.p.A. Divisione E&P	Doc. SAOP n. 69 PROGETTO BONACCIA EST STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE	Cap. 1 Pag. 20
--	--	-------------------

- Nessuna emissione in atmosfera dalle nuove strutture¹;
- Nessuno scarico a mare dalle nuove strutture (no presidio durante l'esercizio);
- Nessun rilascio a mare di Idrocarburi ed altre sostanze da mezzi navali di supporto (no presidio durante l'esercizio);
- Ridotti quantitativi di materiali impiegati per la costruzione delle strutture;
- Assenza di rischio di collisione con mezzi navali in transito;
- Ridotti tempi di installazione rispetto ad una piattaforma tradizionale.

¹ Le emissioni dall'esistente piattaforma Bonaccia andranno solo parzialmente a compensare quanto causato dal naturale depauperamento del giacimento in coltivazione dal 1999, mantenendo pressoché invariati i valori di emissione rispetto a quanto inizialmente previsto per la piattaforma Bonaccia.

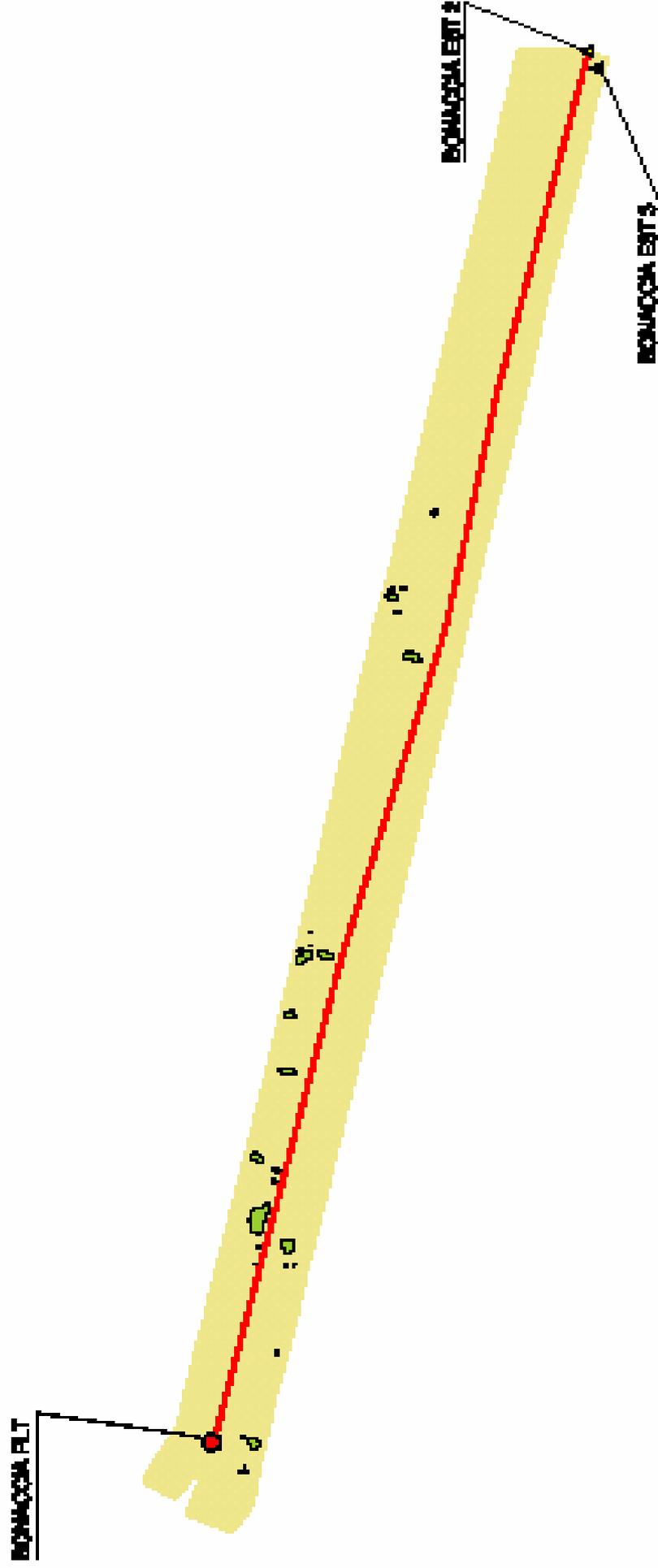


Fig. 1.3/1 Tracciato della condotta con indicazione delle aree di concrezione organogena in prossimità delle strutture di progetto

 <p>Eni S.p.A. Divisione E&P</p>	<p>Doc. SAOP n. 69 PROGETTO BONACCIA EST STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</p>	<p>Cap. 1 Pag. 22</p>
---	---	---------------------------

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

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

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

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

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

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

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

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

In particolare, l'Unità Geografica Italia (UGIT) si è dotata, fin dal 2004, di una propria certificazione ISO 14001: 2004, uniformandosi in tutte le proprie attività a quanto stabilito nella Direttiva di Divisione E&P "Organizzazione del Sistema di Gestione Integrato Salute, Sicurezza, Ambiente, Incolumità pubblica" del 2004.

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

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

 <p>Eni S.p.A. Divisione E&P</p>	<p>Doc. SAOP n. 69 PROGETTO BONACCIA EST STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</p>	<p>Cap. 1 Pag. 23</p>
---	---	---------------------------

- SA 8000 – “Social Accountability”;
- OGP report no 6.88/307 – June 2000 – “Strategic Health Management – Principles and guidelines for the oil & gas industry”;
- ICRP 60 1990 Recommendations of the International Commission in Radiation protection Annals of the ICRP, Vol.21, No. 1-3 (1991).

Nel 2004 UGIT ha emesso il Manuale del Sistema di Gestione Integrato HSE, redatto allo scopo di fornire la documentata evidenza dei principi che ispirano l'applicazione del Sistema di Gestione Integrato HSE (SGI-UGIT-B-MAN-1-001 rev.3 del 08/05/2007).

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

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

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



MANIFESTO DELLA POLITICA INTEGRATA HSE

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

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

Pertanto si impegna a:

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

Unità Geografica Italia
Il Responsabile
Ing. Roberto Dall'Orto

1.5.2 Certificazione ISO 14001

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



RINA
www.rina.org

CISQ is a member of



THE INTERNATIONAL CERTIFICATION NETWORK
www.iqnet-certification.com

CERTIFICATO N. EMS-909/S
CERTIFICATE No

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

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

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

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

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

È CONFORME ALLA NORMA
IS IN COMPLIANCE WITH THE STANDARD

ISO 14001:2004

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

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

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

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

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

RINA SpA
Via Corsica 12 - 16128 Genova Italy

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

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

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



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

CISQ is the Italian Federation of management system Certification Bodies



www.cisq.com

SINCERT
ALTERNATIVO ORGANISMO DI CERTIFICAZIONE E ISPERIZIONE

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

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